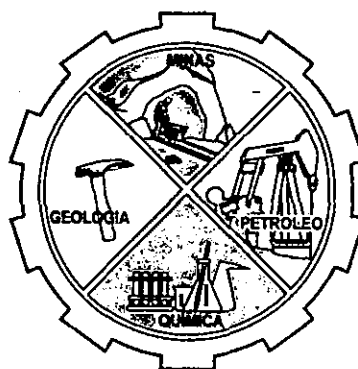


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE MINAS**



**“GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO
Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS”**

TESIS

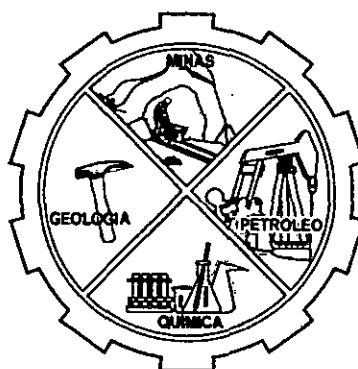
**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

BR. MARLON ERASMO SANTOS ROSILLO

PIURA - PERU

2015

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE MINAS**



**"GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO
Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS"**

TESIS

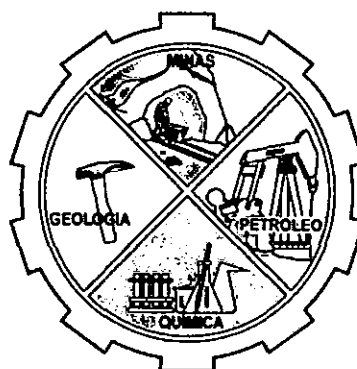
**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**


M.Sc. Ing. HECTOR FELIX MENDOZA
PRESIDENTE


ING. BRAULIO NIZAMA VALVERDE
SECRETARIO


ING. JUAN C. ALIAGA RODRÍGUEZ
VOCAL

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE MINAS**



**“GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO
Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**


BR. MARLON ERASMO SANTOS ROSILLO
EJECUTOR


DR. WILMER ARÉVALO NIMA
ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS

DECANATO

"AÑO DE LA DIVERSIFICACIÓN PRODUCTIVA Y DEL FORTALECIMIENTO DE LA EDUCACIÓN"

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 742-CF-2015, de fecha veintiocho de octubre del dos mil quince, que suscriben, reunidos el día lunes siete de diciembre del dos mil quince, a horas 12:00 m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL COMO EXTRATEGIA PARA EL DESARROLLO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS", conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **SANTOS ROSILLO MARLON ERASMO**. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, lo declaran:

APROBADO

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 07 de diciembre de 2015.


ING° HÉCTOR FELIX MENDOZA M.Sc.
Presidente del jurado calificador


ING° BRAULIO NIZAMA VLAVERDE
Secretario del jurado calificador


ING° JUAN C. ALTAGA RODRÍGUEZ
Vocal del Jurado Calificador

V.B.A.T

DEDICATORIA

Son muchas las personas especiales a las que agradezco, su amistad, apoyo, ánimo y compañía. Algunos están con nosotros y otros en nuestros recuerdos y en el corazón. Les quiero agradecer por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

A Dios. Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos.

A mi madre. Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre. Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis familiares. Por estar siempre brindándome su apoyo.

A mi abuela Victoria. Que a pesar de haberse ido de este mundo terrenal, siempre la llevaré en mi recuerdo y corazón.

A mis amigos. Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora, seguimos siendo amigos, asimismo a Mónica Ramírez, una persona especial por brindarme su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios por haberme guiado por el camino de la felicidad hasta ahora; en segundo lugar a cada uno de los que son parte de mi familia, a mi padre, Roberto Santos, mi Madre, Cristina Rosillo.

A mis hermanos y a todos mis familiares; por siempre haberme dado su fuerza y apoyo incondicional.

A mi patrocinador Ing. Wilmer Arévalo Nima, por el apoyo incondicional para la elaboración de esta tesis.

RESUMEN

TITULO: GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

AUTOR: MARLON ERASMO SANTOS ROSILLO

DESCRIPCIÓN

Para explotar un campo maduro o en desarrollo se requiere de un análisis cuidadoso de los posibles sistemas de levantamiento artificial (SLA) que se pueden implementar en un campo determinado.

La selección del sistema de levantamiento artificial (SLA) es muy importante en el desarrollo de un campo de petróleo. Por ello se debe conocer los parámetros técnicos que caracterizan a cada sistema en particular, con el propósito de conocer sus rangos de aplicabilidad y de esta manera hacer una buena selección de acuerdo a las condiciones que presenta el campo al cual se le va a implementar. En este estudio se presentó una metodología para gestionar la producción artificial de un determinado campo, optimizar la producción de petróleo mediante la selección correcta de un método de levantamiento artificial. Esta gestión se basó en la recopilación de datos, elaboración de un screening de los sistemas de levantamiento artificial, donde se muestra en forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición, formulación del ciclo de Gestión de los sistemas levantamiento artificial (SLA) y definir mediante una metodología de selección, el sistema de levantamiento artificial adecuado, para someterlo a evaluación técnica y económica, para su posterior puesta en marcha.

En este sentido el desarrollo de la herramienta de selección Als Simulator es parte de este estudio el cual está soportado en un screening, que es una recopilación de datos, para este caso en particular, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizaron los sistemas de levantamiento artificial: Gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo jet, pcp, esp, plunger lift, chamber lift y Recoil, así como los rangos de aplicación para cada uno de ellos, resultado de combinación de otros estudios y condiciones actuales.

La ejecución y análisis de esta herramienta arrojó resultados coherentes, demostrándose mediante la viabilidad de un proyecto modelo.

PALABRAS CLAVES: Levantamiento artificial, screening, campo maduro, campo en desarrollo, selección, diseño, Als Simulator.

ABSTRACT

TITLE: MANAGEMENT ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS AS A STRATEGY FOR DEVELOPMENT AND OPTIMIZATION OF HYDROCARBON PRODUCTION

AUTHOR: MARLON ERASMO SANTOS ROSILLO

DESCRIPTION

To exploit a mature field or developing requires a careful analysis of the possible systems of artificial lift (SLA) that can be implemented in a given field.

The selection of artificial lift system (SLA) is very important in developing an oil field. We therefore must know the technical parameters that characterize each particular system, in order to understand their range of applications and thus make a good choice according to the present the field to which it will implement.

This study presents a methodology for managing the artificial production of a particular field, to optimize oil production by proper selection of a method of artificial lift.

This management is based on data collection, development of a screening of artificial lift systems, which explicitly shows the range for which a property should be applied or a particular condition, formulation management cycle will be fulfilled the artificial lift systems (SLA) and defined by a selection methodology, the artificial lift system suitable for submission to technical and economic assessment for subsequent commissioning.

In this sense the development of the selection tool Als Simulator is part of this study which is supported on a screening, which is a compilation of data, for this particular case represents the hierarchy of variables under which they analyzed the artificial lift systems: Gas lift, mechanical pump, hydraulic pump, jet pump, pcp, esp, plunger lift, lift and Recoil chamber, as well as application ranges for each of them, result of combination of other studies and current conditions.

Execution and analysis of this tool during consistent results, demonstrating the feasibility of using a model project.

KEY WORDS: Artificial lift, screening, mature field, field development, selection, design, Als Simulator.

ÍNDICE

I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MARCO TEÓRICO	3
2.1 CONCEPTOS DE WELL PERFORMANCE.....	3
2.1.1 Perfil de presiones a lo largo del sistema de producción	4
2.1.2 Definiciones importantes	5
2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	9
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	11
2.3.1 Gas lift.....	11
2.3.1.1 Levantamiento continuo.....	11
2.3.1.2 Levantamiento intermitente	12
2.3.1.3 Componentes del sistema de gas lift	13
2.3.1.4 Equipo de superficie.....	13
2.3.1.5 Equipo de subsuelo	13
2.3.1.6 Ventajas y desventajas	14
2.3.1.7 Clasificación de las válvulas de gas lift	14
2.3.1.8 Proceso de descarga de un pozo con gas lift	16
2.3.1.9 Problemas en el sistema de gas lift	20
2.3.1.10 Metodología de diseño de sistema por gas lift.....	21
2.3.2 Bombeo mecánico.....	29
2.3.2.1 Componentes del sistema de bombeo mecánico	29
2.3.2.2 Equipo de superficie.....	29
2.3.2.3 Equipo de subsuelo	31
2.3.2.4 Ventajas y desventajas	35
2.3.2.5 Problemas en el sistema de bombeo mecánico	35
2.3.2.6 Tipos de unidades de bombeo mecánico.....	36
2.3.2.7 Ventajas y desventajas de los tipos de unidades de bombeo	37
2.3.2.8 Designación api de las unidades de bombeo mecánico	38
2.3.2.9 Metodología de diseño de sistema por bombeo mecánico.....	38
2.3.3 Bombeo electrosurgible	47
2.3.3.1 Componentes del sistema de bombeo electrosurgible.....	48
2.3.3.2 Equipo de superficie.....	48

2.3.3.3 Equipo de subsuelo	49
2.3.3.4 Accesorios de fondo	52
2.3.3.5 Ventajas y desventajas	54
2.3.3.6 Problemas en el sistema Bes	54
2.3.3.7 Metodología de diseño de sistema por bombeo electrosumergible.....	55
2.3.4 Bombeo por cavidades progresivas.....	62
2.3.4.1 Componentes del sistema pcp	62
2.3.4.2 Equipo de superficie.....	62
2.3.4.3 Equipo de subsuelo	64
2.3.4.4 Ventajas y desventajas	67
2.3.4.5 Problemas en el sistema pcp	67
2.3.4.6 Nomenclatura de Bombas pcp	68
2.3.4.7 Metodología de diseño de sistema por cavidades progresivas.....	69
2.3.5 Bombeo hidráulico	74
2.3.5.1 Componentes del sistema de bombeo hidráulico	75
2.3.5.2 Equipo de superficie.....	75
2.3.5.3 Equipo de subsuelo	76
2.3.5.4 Ventajas y desventajas	77
2.3.5.5 Bombas hidráulicas tipo pistón	79
2.3.5.6 Bombeo hidráulico tipo jet.....	80
2.3.5.7 Metodología de diseño de sistema por bombeo hidráulico	83
2.4 Sistemas de levantamiento artificial no convencionales y combinados.....	88
2.4.1 Plunger lift.....	88
2.4.1.1 Descripción del sistema.....	88
2.4.1.2 Componentes del sistema de plunger lift	91
2.4.1.3 Instalaciones utilizadas en plunger lift	93
2.4.1.4 Criterios para la selección de los pozos	94
2.4.1.5 Ventajas y desventajas	95
2.4.2 Chamber lift	96
2.4.2.1 Descripción del sistema.....	96
2.4.2.2 Componentes del sistema de chamber lift.....	97
2.4.2.3 Instalación de un sistema de chamber lift	97
2.4.2.4 Diseño de la longitud del chamber lift	100
2.4.2.5 Ventajas y desventajas	101

2.4.3 Recoil	102
2.4.3.1 Descripción del equipo.....	103
2.4.3.2 Criterios para la implementación del sistema	106
2.4.3.3 Ventaja y desventajas.....	106
2.4.4 Esp con gas lift (electrogas)	108
2.4.4.1 Descripción del sistema.....	108
2.4.4.2 Componentes del sistema Electrogas	109
2.4.4.3 Tipos de instalaciones del sistema combinado.....	110
2.4.4.4 Ventajas y desventajas	111
2.4.5 Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (espcp).....	112
2.4.5.1 Descripción del sistema.....	112
2.4.5.2 Componentes del equipo	113
2.4.5.3 Ventajas y desventajas	114
III. GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	116
3.1 OBJETIVOS DE LA GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	116
3.2 VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DE GSLA	118
3.3 CICLO DE GESTIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (ALS).....	118
3.3.1 Procesos del ciclo de gestión	120
3.3.1.1 Análisis.....	120
3.3.1.2 Selección	128
3.3.1.3 Diseño	130
3.3.1.4 Evaluación técnica-económica.....	132
3.3.1.5 Adquisición	134
3.3.1.6 Instalación / Pulling	135
3.3.1.7 Inspección	135
3.3.1.8 Operación.....	135
3.3.1.9 Monitoreo	135
3.3.1.10 Optimización	152
3.3.2 Participantes	152
3.4 SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO.....	153
3.4.1 Factores que afectan la selección de un sistema de levantamiento artificial	155

3.5 DESARROLLO DE HERRAMIENTA DE SELECCIÓN MEDIANTE MS EXCEL	
MACROS	160
3.5.1 Metodología de selección.....	161
3.5.2 Evaluación cuantitativa de los sistemas de levantamiento artificial	163
3.5.3 Asignación de porcentajes a las variables de evaluación.....	164
3.5.4 Flexibilidad del sistema	167
3.5.5 Ponderación y selección del sistema más apropiado	169
3.5.6 Criterio de selección final	171
3.6 HERRAMIENTA DE SELECCIÓN “ALS SIMULATOR	172
3.6.1 Ingreso de datos	175
3.6.2 Resultados y exportar datos a word	177
 IV. EJECUCIÓN DE LA APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	178
4.1 Análisis de pozo modelo	178
4.1.1 Recopilación de datos	178
4.1.2 Punto de operación calculado con software Wellflo.....	181
4.1.3 Diseño de ESP.....	182
4.1.4 Análisis económico	194
V. CONCLUSIONES	197
VI. RECOMENDACIONES	199
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	200
VIII. ANEXOS	202

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Esquema de producción de un Pozo.....	3
Figura 2.2. Caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.....	4
Figura 2.3. Diferencial de presión	7
Figura 2.4. Distribución de presión en un pozo con daño	8
Figura 2.5. Clasificación de sistemas de levantamiento artificial.....	10
Figura 2.6. Esquema de Flujo Continuo e Intermitente.....	11
Figura 2.7. Instalación de un sistema Gas Lift	13
Figura 2.8. Tipos de Válvulas de Gas Lift.....	16
Figura 2.9. Etapa Inicial del Proceso de Descarga	17
Figura 2.10. Inicio de la inyección de gas.....	17
Figura 2.11. Descarga del Fluido a Superficie.....	18
Figura 2.12. Apertura de la Válvula 2	18
Figura 2.13. Apertura de la Válvula 3	19
Figura 2.14. Apertura de la Válvula 4	19
Figura 2.15. Apertura de la Válvula Operadora.....	20
Figura 2.16. Tipos de unidades de bombeo	30
Figura 2.17. Sistema Típico de Bombeo Mecánico	32
Figura 2.18. Funcionamiento de una Bomba de Subsuelo	33
Figura 2.19. Designación API de las Bombas	34
Figura 2.20. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.....	36
Figura 2.21. Ventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.....	37
Figura 2.22. Desventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico	37
Figura 2.23. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico	38
Figura 2.24. Nomenclatura para el Método API RP 11L	41
Figura 2.25. Instalación Típica de un Sistema por Bombeo Electrosurgible.....	47
Figura 2.26. Motor Sumergible y sus Componentes Básicos.....	50
Figura 2.27. Partes Principales de la Bomba Centrífuga	51
Figura 2.28. Separador de Gas Rotatorio.....	52
Figura 2.29. Sistema Típico de Bombeo Electrosurgible	53
Figura 2.30. Componentes del equipo de superficie de PCP.....	63
Figura 2.31. Partes del Equipo de Subsuelo del Sistema PCP.....	66

Figura 2.32. Nomenclatura de las Bombas de Cavidades Progresivas	68
Figura 2.33. Bomba Hidráulica Tipo Pistón.....	79
Figura 2.34. Esquema de la bomba Jet	80
Figura 2.35. Intercambio de Momento en la Bomba Jet.....	81
Figura 2.36. Instalación de la Bomba Fija	82
Figura 2.37. Ciclo de la Bomba Libre	82
Figura 2.38. Esquema de un ciclo con Plunger lift.....	89
Figura 2.39. Esquema de Plunger lift asistido	90
Figura 2.40. Esquema típico de Plunger lift	92
Figura 2.41. Instalación típica de Chamber de dos empaques.....	99
Figura 2.42. Instalación típica de Chamber insertado	99
Figura 2.43. Esquema de un sistema RECOIL	102
Figura 2.44. Foto del sistema RECOIL en Comodoro Rivadavia Argentina	105
Figura 2.45. Foto del sistema RECOIL en Perú	105
Figura 2.46. Foto del sistema RECOIL Provincia de Santa Cruz- Argentina	106
Figura 2.47. Perfiles de presión para un sistema normal y uno combinado	108
Figura 2.48. Tipos de instalaciones para sistema Electrogas.....	110
Figura 2.49. Esquema de ESPCP	114
Figura 3.1. Ciclo de Gestión de ALS.....	119
Figura 3.2. Historia y pronósticos de producción.....	125
Figura 3.3. Modelo del yacimiento.....	126
Figura 3.4. Instalaciones superficiales.....	127
Figura 3.5. Análisis en Gestión de ALS	128
Figura 3.6. Criterios de selección	129
Figura 3.7. Ciclo Integral de Gestión de ALS	134
Figura 3.8. Metodología de diagnóstico	137
Figura 3.9. Cartas tipo para análisis de dinagramas	144
Figura 3.10. Comportamiento de bomba Tubería anclada	145
Figura 3.11. Interferencia por gas.....	147
Figura 3.12. Golpe de fluido.....	148
Figura 3.13. Fuga de fluido.....	150
Figura 3.14. Dinagrama de Fondo teórico con bomba llena.....	150
Figura 3.15. Participantes en la Gestión de ALS	152
Figura 3.16. Matriz referente a la información de yacimiento-pozo	162

Figura 3.17. Matriz referente a la información de fluidos	162
Figura 3.18. Matriz referente a la información de fluidos	163
Figura 3.19. Presentación inicial de la Herramienta ALS SIMULATOR	172
Figura 3.20. Formulario ALS SELECTION.....	173
Figura 3.21. Formulario SCREENING ALS	174
Figura 3.22. Pestaña ingreso de datos de yacimiento-pozo	175
Figura 3.23. Pestaña ingreso de datos de propiedades de fluidos.....	176
Figura 3.24. Pestaña ingreso de datos de locación	177
Figura 4.1. Selección Final para Pozo M1	180
Figura 4.2. Curva inflow-Outflow	181
Figura 4.3. Curva de rendimiento de bomba GN2100 – Reda	186
Figura 4.4. Caída de voltaje.....	190
Figura 4.5. Selección del variador de frecuencia – VSD.....	191

LISTA DE CUADROS

Cuadro 2.1. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	48
Cuadro 2.2. Tamaños de Varillas Utilizadas en (PCP)	72
Cuadro 2.3. Componentes Básicos del Sistema por Bombeo Hidráulico	75
Cuadro 2.4. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet	83
Cuadro 2.5. Designación de Bombas Jet.....	86
Cuadro 3.1. Procesos GSLA	120
Cuadro 3.2. Principales propiedades geológicas y petrofísicas	122
Cuadro 3.3. Principales propiedades de los fluidos	123
Cuadro 3.4. Diagnóstico de problemas BES.....	138
Cuadro 3.5. Diagnóstico de problemas PCP	143
Cuadro 3.6. Comportamiento de variables en Gas Lift.....	151
Cuadro 3.7. Matriz de evaluación	161
Cuadro 3.8. Valores numéricos de los rangos del screening para sistemas convencionales	163
Cuadro 3.9. Valores numéricos de los rangos del screening para sistemas no convencionales	164
Cuadro 3.10. Cuadro de distribución de porcentajes	166
Cuadro 3.11. Criterio de Selección Final para sistemas convencionales	171
Cuadro 3.12. Criterio de Selección Final para sistemas no convencionales	171
Cuadro 4.1. Datos de pozo modelo M1	178
Cuadro 4.2. Datos de pozo modelo M1 para aplicarlos a herramienta ALS SIMULATOR.....	179
Cuadro 4.3. Punto de operación de producción	181
Cuadro 4.4. Datos de pozo M1 para diseño	182
Cuadro 4.5. Parámetro de la bomba GN2100 serie 540-Reda	187
Cuadro 4.6. Parámetro del motor	188
Cuadro 4.7. Resumen de los cálculos para el diseño del bombeo Electrosumergible	193
Cuadro 4.8. Costos estimados de reacondicionamiento para cambio de sistema de levantamiento artificial a BES.....	194
Cuadro 4.9. Cuadro resumen análisis económico	196

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1.	Factor de Recorrido del Pistón.....	202
ANEXO 2.	Tabla de Propiedades de la Tubería de Producción	203
ANEXO 3.	Carga Pico en la Barra Lisa.....	203
ANEXO 4.	Carga Mínima en la Barra Lisa	204
ANEXO 5.	Potencia del Motor	205
ANEXO 6.	Torque Pico Sobre la Barra Lisa	206
ANEXO 7.	Diagrama para Estimar las perdidas por Fricción en el Tubing.....	207
ANEXO 8.	Curva de Desempeño de una Bomba REDA serie 538.....	207
ANEXO 9.	Caída de Voltaje en Cables de Cobre.....	208
ANEXO 10.	Catálogo de Bombas PCP, de KUDU Industries	209
ANEXO 11.	Gravedad Especifica del Fluido en Función de la Temperatura	210
ANEXO 12.	Viscosidad del Fluido en Función de la Gravedad Especifica.....	210
ANEXO 13.	Tamaños de Boquillas y Gargantas.....	211
ANEXO 14.	Cálculo de la IPR y punto de operación mediante software Wellflo	212
ANEXO 15.	Diagrama de completación del pozo M1	215
ANEXO 16.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema Gas lift.....	216
ANEXO 17.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema PU	217
ANEXO 18.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema ESP	218
ANEXO 19.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema PCP	229
ANEXO 20.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema HL	221
ANEXO 21.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema HJ	223
ANEXO 22.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema PL.....	225
ANEXO 23.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema Chamber lift	226

ANEXO 24.	Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema Recoil	227
ANEXO 25.	Cálculo del VAN y TIR para 45 \$/Bbl	228
ANEXO 26.	Análisis económico para 45 \$/bbl.....	230
ANEXO 27.	Cálculo del van y tir para 60 \$/bbl.....	231
ANEXO 28.	Análisis económico para 60 \$/Bbl	233
ANEXO 29.	Cálculo del VAN y TIR para 90 \$/Bbl	234
ANEXO 30.	Análisis económico para 90 \$/Bbl	236
ANEXO 31.	Matriz variables de selección Als Simualtor.....	237
ANEXO 32.	Matriz resumen Als Simualtor	238
ANEXO 33.	Reporte de resultados en word.....	239

I. INTRODUCCIÓN

Para explotar un campo maduro o en desarrollo se requiere de un análisis cuidadoso de los posibles sistemas de levantamiento artificial (SLA) que se pueden implementar en un campo determinado. La selección del sistema de levantamiento artificial (SLA) es muy importante en el desarrollo de un campo de petróleo. Por ello se debe conocer los parámetros técnicos que caracterizan a cada sistema en particular, con el propósito de conocer sus rangos de aplicabilidad y de esta manera hacer una buena selección de acuerdo a las condiciones que presente el campo al cual se le va a implementar.

En este estudio se presentó una metodología para gestionar la producción artificial de un determinado campo, optimizar la producción de petróleo mediante la selección correcta de un método de levantamiento artificial.

Esta gestión se basa en la recopilación de datos, consistente en la descripción de los sistemas de levantamiento artificial, haciendo énfasis en el equipo, principio de operación, rangos favorables de aplicación y procedimiento de selección de los equipos, elaboración de un screening de los sistemas de levantamiento artificial, donde se muestra en forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición, formulación del ciclo de Gestión de los sistemas levantamiento artificial (SLA), desarrollo de una Herramienta de selección mediante Excel-Macros y definir mediante una metodología de selección, el sistema de levantamiento artificial adecuado, para someterlo a evaluación técnica y económica, para su posterior puesta en marcha, demostrando la ejecución y análisis de esta herramienta mediante la viabilidad de un proyecto modelo.

La explotación convencional de los yacimientos, incluye la recuperación primaria, mediante el flujo natural por la energía del reservorio o bien con sistemas artificiales de producción; y la secundaria, que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento.

En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son capaces de acarrear los fluidos hasta la superficie, estas disminuciones de la presión pueden ser ocasionadas

también por daños de la formación en las cercanías de los pozos, producido principalmente por operaciones de perforación, completación y cañoneo, haciendo esto que disminuya el índice de productividad del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial en pozos petroleros en los cuales ya no fluyen en forma natural, están conformados por equipos de subsuelo y de superficie diseñados de acuerdo con las condiciones de cada campo, dependiendo especialmente de las características de los fluidos presentes en un yacimiento y de las condiciones específicas de cada pozo y del yacimiento. Es necesario que las personas que dirigen, operan y mantienen un campo petrolero, conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos utilizados en la extracción de crudo para mejorar sus conocimientos y competencias en el proceso de extracción de fluidos.

Los supervisores, técnicos de mantenimiento y operadores, compañías de servicio que suministran o mantienen estos equipos, deben identificar la importancia y el manejo de las principales variables que inciden en las operaciones de extracción de fluidos en los campos petroleros, basados, tanto en los aspectos teóricos, como en la experiencia de campo. El personal que labora en los campos de producción puede mejorar sus habilidades, actitudes y aptitudes mediante la concienciación y entendimiento de la forma como se diseñan y operan los diferentes equipos de extracción de fluidos, sus ventajas y desventajas, con el fin de “aplicar las mejores prácticas de la industria en su selección, operación y mantenimiento”.

Por lo antes mencionado es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción acorde a las características del campo, que permita transmitir energía a los fluidos en el pozo y así recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

II. MARCO TEÓRICO

2.1 CONCEPTOS DE WELL PERFORMANCE

Un sistema de producción es esencialmente aquel que tiene la capacidad de transportar fluido de reservorio hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su re-inyección en el reservorio. Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son:

- Pozos
- Líneas de producción
- Colector de Producción/Manifold
- Separadores y equipamiento de proceso
- Instrumentos de medición
- Tanques de Almacenamiento

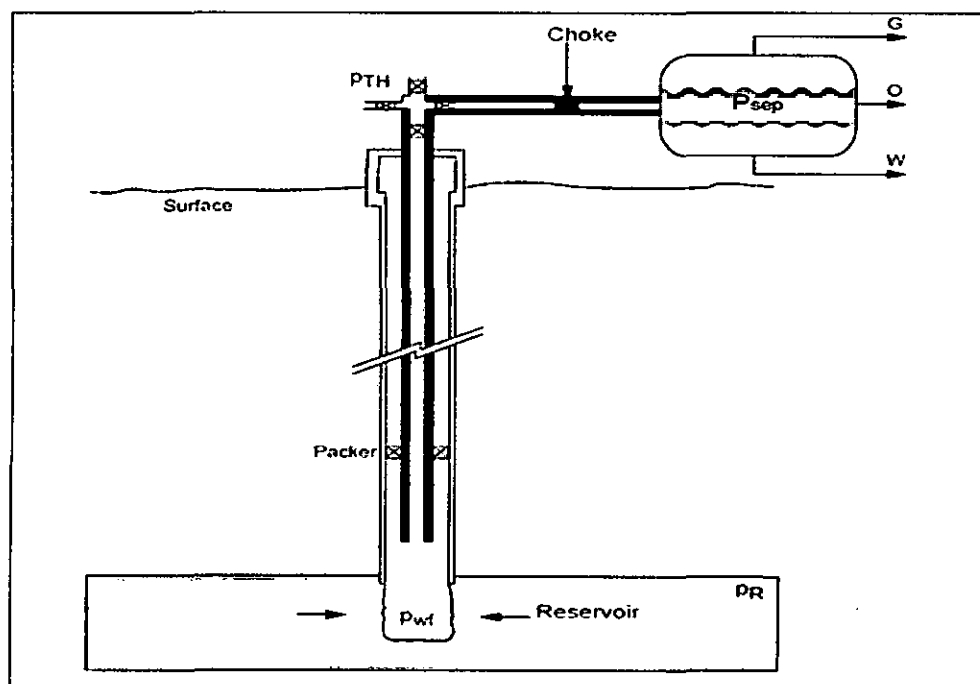


Figura 2.1. Esquema de producción de un Pozo.

Fuente: Conceptos de Well Performance, nota técnica de oil.production.net.

Un pozo puede ser definido como un conducto o interface, entre el petróleo y gas del reservorio y las facilidades de superficie. Esta interface es necesaria para producir el fluido del reservorio a la superficie.

En la Performance del pozo, el volumen de drenaje del reservorio que fluye hasta el pozo juega un papel muy importante. Un pozo combinado con el drenaje de un reservorio, comúnmente es llamado sistema de producción de petróleo o gas. Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes:

- Medio Poroso.
- Completación (Estimulación, Punzado, y Engravado).
- Conducto vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y placas de choque.
- Un sistema de levantamiento Artificial, tal como bombas, válvulas de gas-Lift, etc.
- Líneas de Conducción horizontales con placas de choque y otros componentes de cañerías como válvulas, codos, etc.

2.1.1 Perfil de presiones a lo largo del sistema de producción

En análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el reservorio hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes a la hora de analizar la performance de un pozo y optimizar la producción de un reservorio. Este análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del llamado Análisis Nodal. La siguiente gráfica representa las caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.

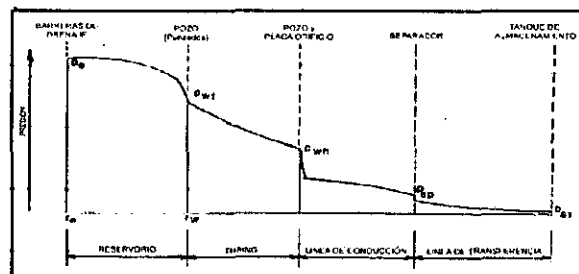


Figura 2.2. Caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.

Fuente: Conceptos de Well Performance, nota técnica de oil.production.net.

2.1.2 Definiciones Importantes

1. Permeabilidad (ley de Darcy)
2. Espesor útil
3. Radio de drenaje (r_e)
4. Presión promedio de Reservorio (p_r)
5. Presión dinámica de fondo (P_{wf})
6. Diferencial de Presión (Drawdown Pressure)
7. Factor Daño (Skin)

1. **Permeabilidad (k):** Es una propiedad de la Roca la cual mide la capacidad de transferencia que tienen los fluidos para atravesar la roca. En su forma más simple, la ley de Darcy, se aplica a una losa rectangular de roca, que tiene la siguiente forma:

$$q = \frac{KA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Dónde,

q = Caudal en cm^3/seg

μ = Viscosidad del fluido en centipoise

k = permeabilidad de la roca en Darcy

L = Largo de la Roca en cm

A = área de la sección transversal al flujo en cm^2

$(p_1 - p_2)$ = diferencia de presión en atm

Esta fórmula demuestra que el caudal de líquido " q ", por sección transversal, A , de un medio permeable es directamente proporcional a la permeabilidad, k , al gradiente de presión dP/dl , e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, μ . El signo negativo se incluye porque el flujo toma lugar en la dirección de decrecimiento de los gradientes de presión. La ecuación de Darcy asume un estado estacionario, flujo lineal de un fluido monofásico, en un medio poroso homogéneo y saturado con el mismo fluido. Aunque estas condiciones raramente se encuentran en un reservorio, todos los métodos prácticos están basados en el trabajo de Darcy.

2. **Espesor (h):** El espesor útil es el espesor promedio de la formación permeable, que contiene el área de drenaje por la cual el fluido fluye hacia el pozo. Este no es solamente el intervalo punzado o el espesor de formación encontrado por el pozo.
3. **Radio de drenaje (re):** Es la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión estática. Se le llama radio de drenaje, ya que en la mayoría de los casos se asume un flujo radial desde el reservorio hacia el pozo.
4. **Presión promedio de reservorio (pr):** Esta es la presión promedio de reservorio que se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Para mayores distancias que r_e , la presión se mantiene constante. Este valor de presión se puede obtener de ensayos de formación tipo Build up o Drawdown.
5. **Presión dinámica de fondo (Pwf):** Esta es la presión que se desarrolla en la cara de la formación, o sea en las paredes del pozo donde se encuentran los punzados. Esta se puede determinar con Ensayos de Formación, Perfiles de Presión o con sensores de fondo. Su valor puede variar para pozos con cierta proximidad y afectados a la misma formación debido al daño que se haya en el volumen de roca en las cercanías del pozo.
6. **Diferencial de Presión (Drawdown Pressure, $(P_r - P_{wf})$):** Esta es la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo. Esta influye en el desempeño del pozo, ya que una gran diferencia de presión nos indica como es la permeabilidad que tiene la formación, ya que esta es inversamente proporcional a la diferencia de presión.

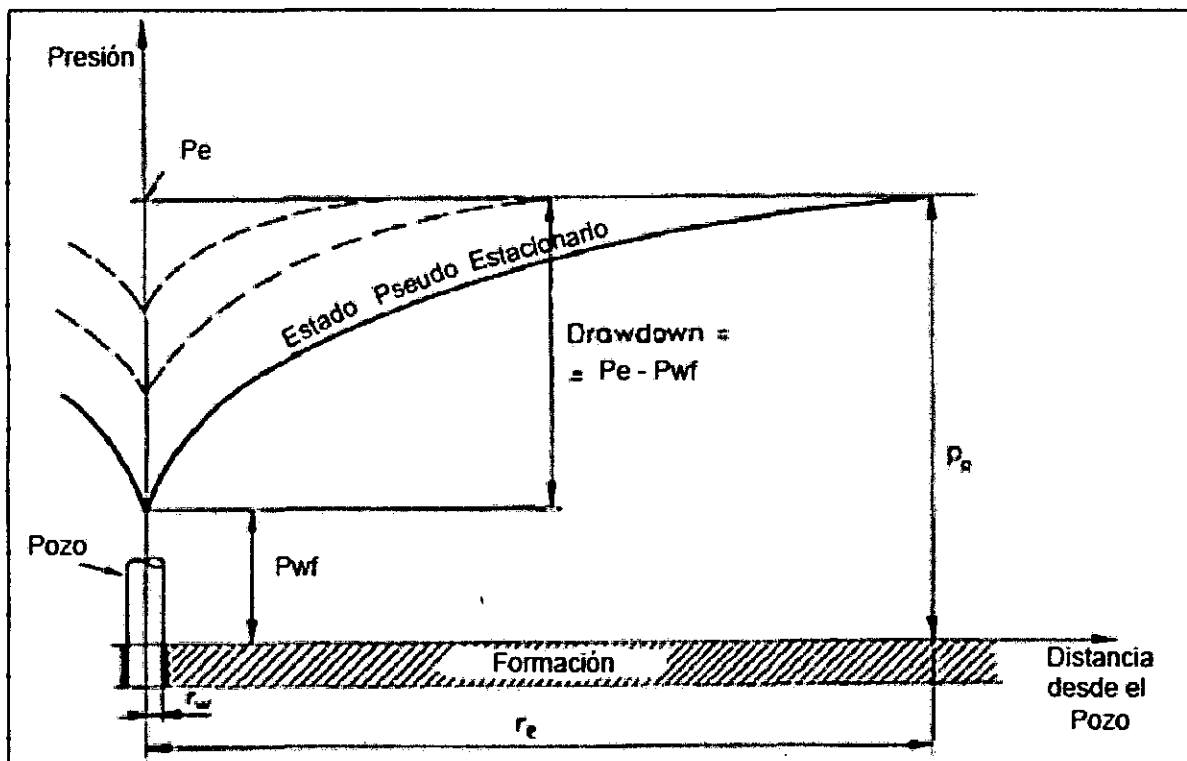


Figura 2.3. Diferencial de presión.

Fuente: Conceptos de Well Performance, nota técnica de oil.production.net.

7. **Factor de Daño (S=Skin):** Durante las operaciones de perforación y completación, la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo puede ser alterada. A esta zona alterada de permeabilidad se le llama zona dañada. La invasión de fluidos de perforación, la dispersión de las arcillas (hinchamiento), la presencia de revoque y cemento, y la presencia de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores responsables por la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación tal como acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño de la formación (skin).

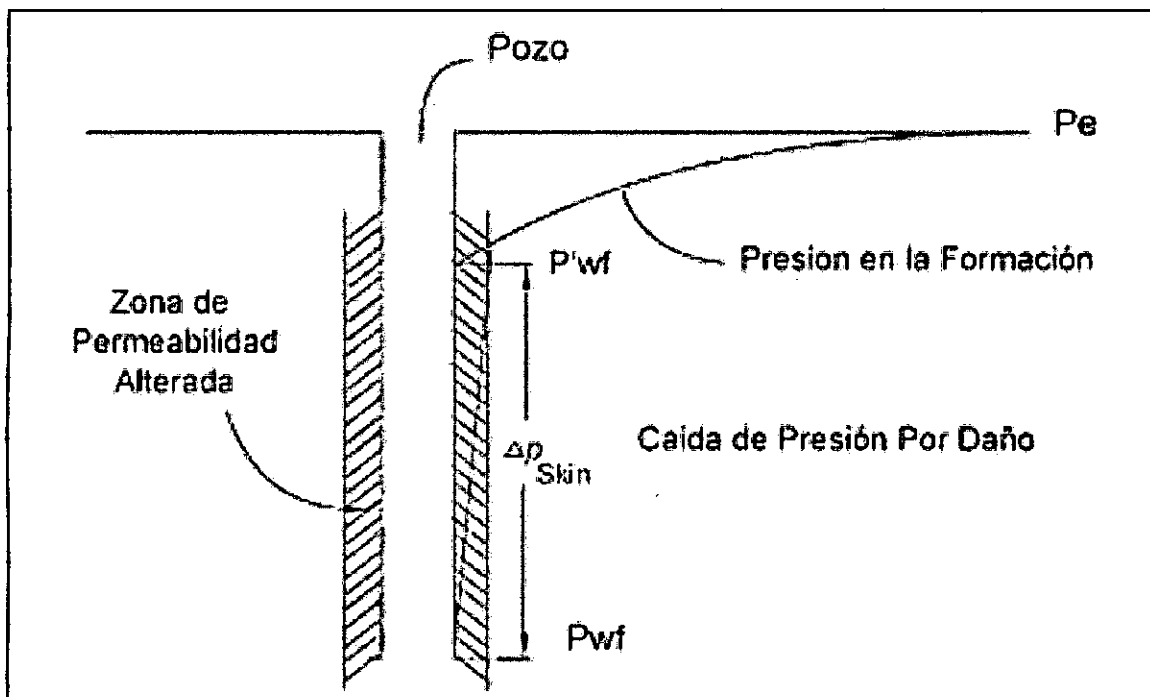


Figura 2.4. Distribución de presión en un pozo con daño.
Fuente: Conceptos de Well Performance, nota técnica de oil.production.net.

Este factor de daño determinado por ensayos de pozo refleja cualquier fenómeno mecánico o físico que restrinja el flujo al pozo. Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son, debido a una penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración de punzados, taponamiento del punzado o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin).

Es importante notar que el efecto de daño completo o total incluyendo turbulencia puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con completaciones muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5.

El factor de daño (S_t) es una constante que relaciona la caída de presión debido al daño, con el caudal y la conductividad de la formación. Entonces:

$$S_t = \frac{\Delta P_{skin}}{\frac{141.2 q \mu_o B_o}{KH}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

$$\Delta P_{skin} = 0.87 m S_t \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde,

m = Es la pendiente de la línea semi-log obtenida en el ensayo de pozo tipo Build up o Drawdown (psi/ciclo de log).

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los sistemas de levantamiento artificial tienen como objetivo suministrar energía para proporcionar la producción de fluidos o para que se incremente dicha producción. Algunos pozos pueden simplemente fluir más eficientemente bajo un levantamiento artificial, otros requieren levantamiento artificial para comenzar la producción y después producir con flujo natural, otros deberán utilizarlos para producir ya que no alcanzarán flujo natural. Los sistemas de levantamiento artificial tienen su mayor utilización cuando ha transcurrido un tiempo considerable de la vida productiva del pozo, cuando la presión del yacimiento declina y la producción del pozo cae. Si se anticipa que para un pozo se va a necesitar un sistema de levantamiento artificial, será ventajoso instalar el equipo para acelerar la producción a través de la vida del pozo, incrementándose así las ganancias y cubriendo rápidamente los costos de la inversión.

El levantamiento de fluidos desde el yacimiento requiere energía. Todos los yacimientos contienen energía en forma de presión en los fluidos mismos y en la roca debido al peso de la columna estratigráfica. La presión puede ser mantenida artificialmente o aumentada por la inyección de gas o agua dentro del yacimiento. Esto es conocido comúnmente como mantenimiento de presión.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos cerrados o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos. (PEÑA SUESCÚN, Fredy Alonso. Bombeo Electrosumergible. Descripción, diseño y Monitoreo. Schlumberger -WCP- Artificial Lift System.).

Los sistemas de levantamiento artificial se clasifican como se muestra en la Figura 2.5.

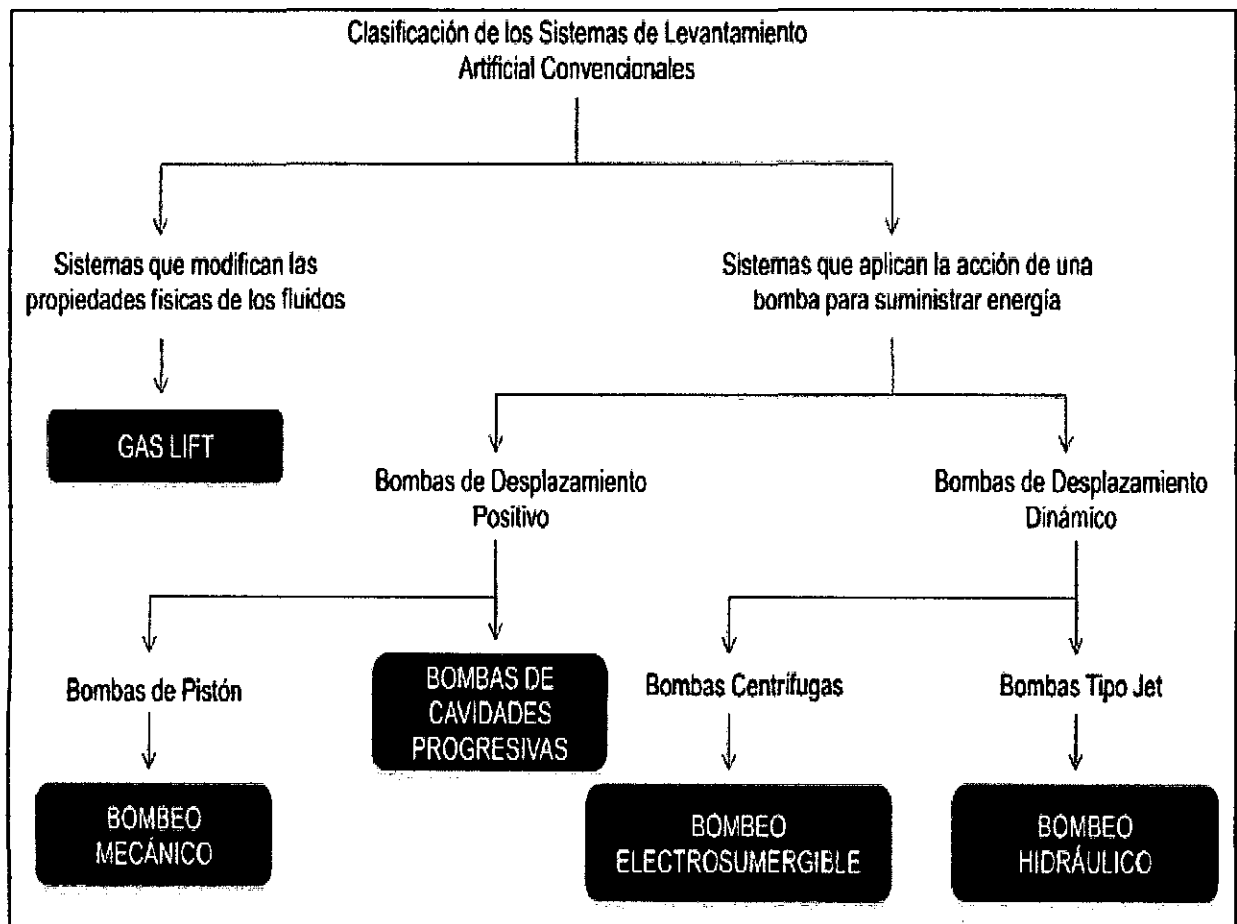


Figura 2.5. Clasificación de sistemas de levantamiento artificial.
Fuente: Modificado de GOLAN, Michael. Well Performance. 2 Ed, p. 472.

2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

2.3.1 Gas lift

Este sistema de levantamiento artificial Gas Lift utiliza gas a alta presión en adición al gas de formación, reduciendo la densidad del fluido, y por lo tanto la presión hidrostática de la columna a levantar. Los dos sistemas básicos de levantamiento con gas lift son levantamiento continuo y levantamiento intermitente. (ADAI, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods, 2003).

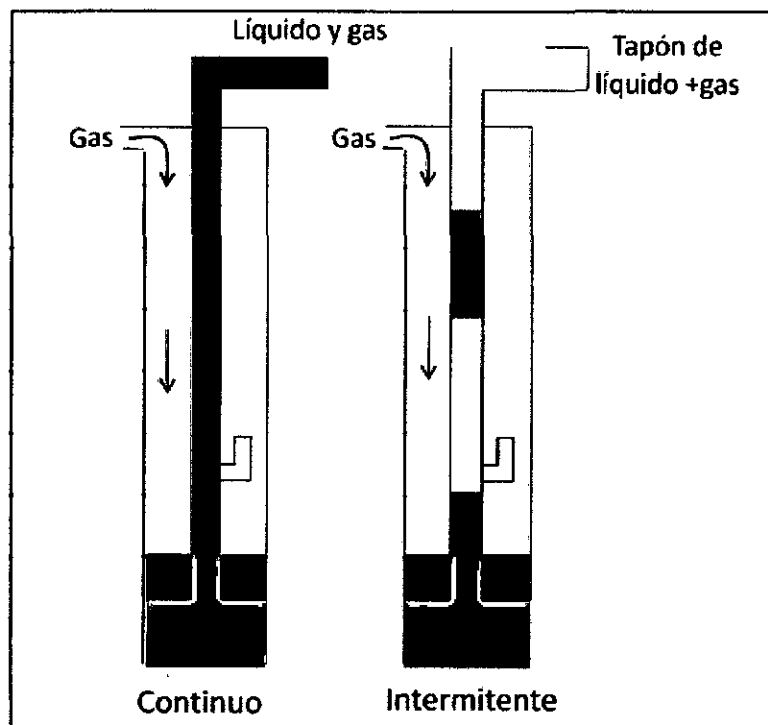


Figura 2.6. Esquema de Flujo Continuo e Intermitente.

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado, 2007.

2.3.1.1 Levantamiento continuo

El principio de operación de levantamiento continuo es la inyección de gas a través de la válvula más profunda de una serie de válvulas GLVs (Gas Lift Valve) ubicada a lo largo de la tubería de producción. Este sistema es una prolongación del flujo natural

del pozo. En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas.

a. **Levantamiento continuo tubular:**

En este tipo de levantamiento se inyecta gas por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través de la tubería de producción.

b. **Levantamiento continuo anular:**

En este tipo de levantamiento se inyecta gas por la tubería de producción y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través del espacio anular antes mencionado.

2.3.1.2 Levantamiento Intermitente

En este levantamiento la inyección ocurre durante un cierto intervalo de tiempo y después se detiene. Después de cierto periodo de tiempo se repite. En el levantamiento artificial por gas intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la estación de flujo.

2.3.1.3 Componentes del sistema de Gas Lift

El esquema típico de gas lift se puede observar en la Figura 2.7.

2.3.1.4 Equipo de superficie

- a) Ensamble de la cabeza del pozo
- b) Choque (para flujo continuo)
- c) Choque con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente)
- d) Compresores
- e) Separador

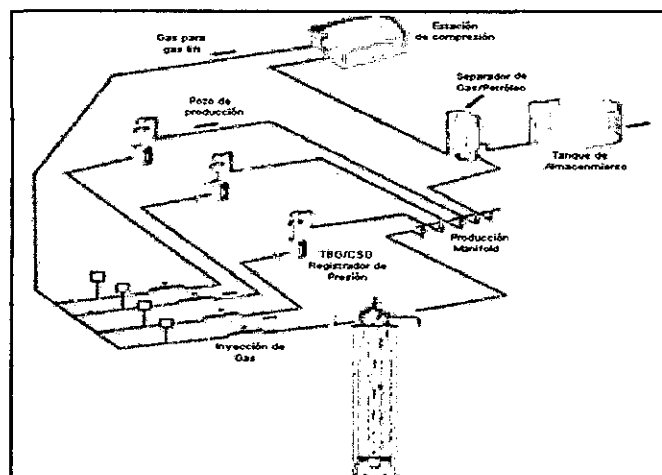


Figura 2.7. Instalación de un sistema Gas Lift.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado, 2010. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales.

2.3.1.5 Equipo de subsuelo

- a) Mandriles de Gas Lift: Son una sección de tubo que posee una forma geométrica tal, que permite albergar la válvula y mantenerla protegida. Esta se constituye de un tramo más de tubería de producción y permite que no se altere la continuidad de la misma, por la presencia de la válvula.
- b) Válvulas de Gas Lift: Por su funcionalidad, una válvula de Gas Lift es básicamente un regulador de presión de fondo de pozo.
- c) Empaque de Subsuelo.

2.3.1.6 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Bajo costo operacional.
- Sistema seguro de operar.
- Flexibilidad en el cambio de caudales mediante ajustes a las tasas de inyección y/o presiones.
- Fácil de cambiar las válvulas sin sacar la tubería.
- Maneja altos volúmenes de producción (35.000 bpd).
- Bueno para pozos con producción de arena.

Desventajas:

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos de compresión y tratamiento de gas.
- Necesita una fuente de suministro de gas.
- Si el gas es corrosivo, requiere tratamiento.
- Limitada por la presión de yacimiento disponible.
- Dificultad para manejar crudos pesados y viscosos o emulsionados.
- Necesidad de revestimiento y tubería de producción muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.

2.3.1.7 Clasificación de las válvulas de Gas lift

En el pozo, la válvula está expuesta a dos presiones que controlan su operación. Una fuente de presión está localizada en la tubería y la otra en el revestidor. De acuerdo a la presión que predominantemente abre a la válvula estas se clasifican en: (1) Válvulas operadas por presión de gas, (2) válvulas operadas por presión del fluido.

1) Válvulas Operadas por Presión de Gas (VOP)

Este tipo de válvula es predominantemente sensible a la presión de inyección de gas. La fuerza dominante requerida para abrir o cerrar la válvula es dada por la presión de inyección de gas. Bajo condiciones de operación, actúan tres presiones sobre el fuelle de la válvula: presión de inyección, presión de producción y la presión ejercida por el elemento de carga la cual mantiene la bola en contacto con el asiento. El elemento de carga puede ser un fuelle cargado de nitrógeno, un resorte ajustable o una combinación de ambos. La Figura 2.8, muestra un diagrama esquemático de una válvula de presión con un fuelle como elemento de carga.

2) Válvulas Operadas por Presión del Fluido (VOF)

Las válvulas de fluido o válvulas operadas por presión de tubería son aquellas donde la presión de tubería se ejerce sobre el área del fuelle. Los mandriles de estas válvulas son diferentes. Un mandril de una válvula operada por fluido y una válvula de retención se emplean en operaciones con presión de tubería. Cuando una VOF abre, la presión del revestidor es generalmente 150 a 200 psi mayor que la presión de tubería a la profundidad de la válvula. De esta forma, la tasa y el aumento total en presión opuesto al fuelle después de que la válvula abre son mucho mayores que los de una válvula operada por presión de revestidor.

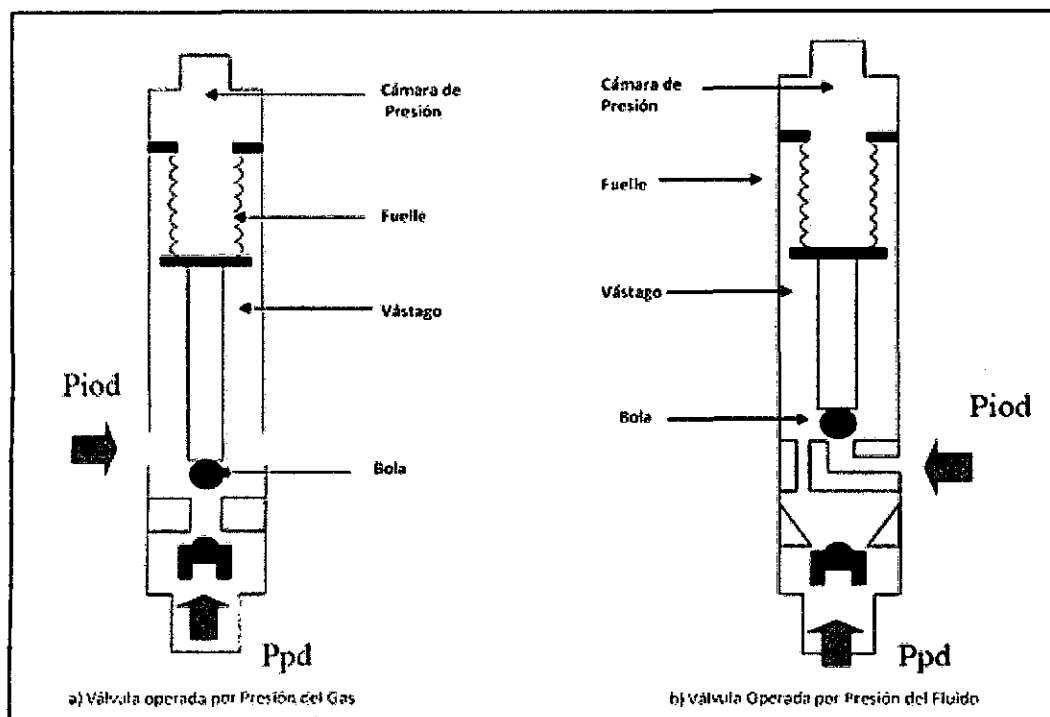


Figura 2.8. Tipos de Válvulas de Gas Lift.
Fuente: Manual de Ingeniería de Producción Petrolera, 2002.

2.3.1.8 Proceso de descarga de un pozo con Gas Lift

Para comprender el diseño de las instalaciones es necesario conocer el proceso de descarga el cual consiste en desalojar el líquido alojado en el anular para poder descubrir las válvulas y permitir la inyección de gas a través de ellas. Durante el proceso ocurrirá después de comenzar a inyectar el gas, un cierre consecutivo de válvulas de arriba hacia abajo y se debe quedar abierta solo una que será llamada la operadora por donde se quedará la inyección de gas una vez que el pozo haya estabilizado su producción. Cada válvula debe cerrarse después que descubra a la siguiente válvula inferior, esto ocurre debido a la reducción de presión en el anular cuando simultáneamente están descubiertas dos válvulas. Para lograr que esto ocurra es necesario fijar presiones de apertura en superficie que vayan disminuyendo cada vez que se requiera una válvula adicional en el espaciamiento de mandriles durante el diseño.

En la etapa inicial de descarga del fluido en el tubing, la línea roja representa la presión en el casing, la línea azul el gradiente del fluido estático en el tubing, y la línea blanca a la izquierda, representa la presión en el tubing.

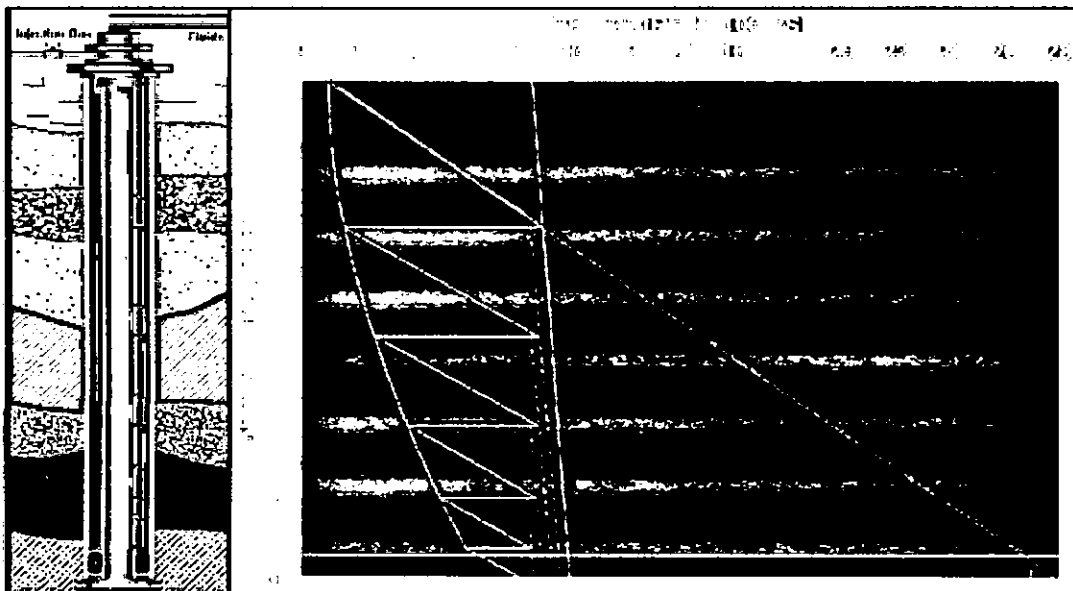


Figura 2.9. Etapa Inicial del Proceso de Descarga.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

En la etapa de inyección del gas, este alcanza la válvula tope que inicialmente se encuentra abierta, permitiendo el flujo del gas a través del tubing (Ver Figura 2.10).

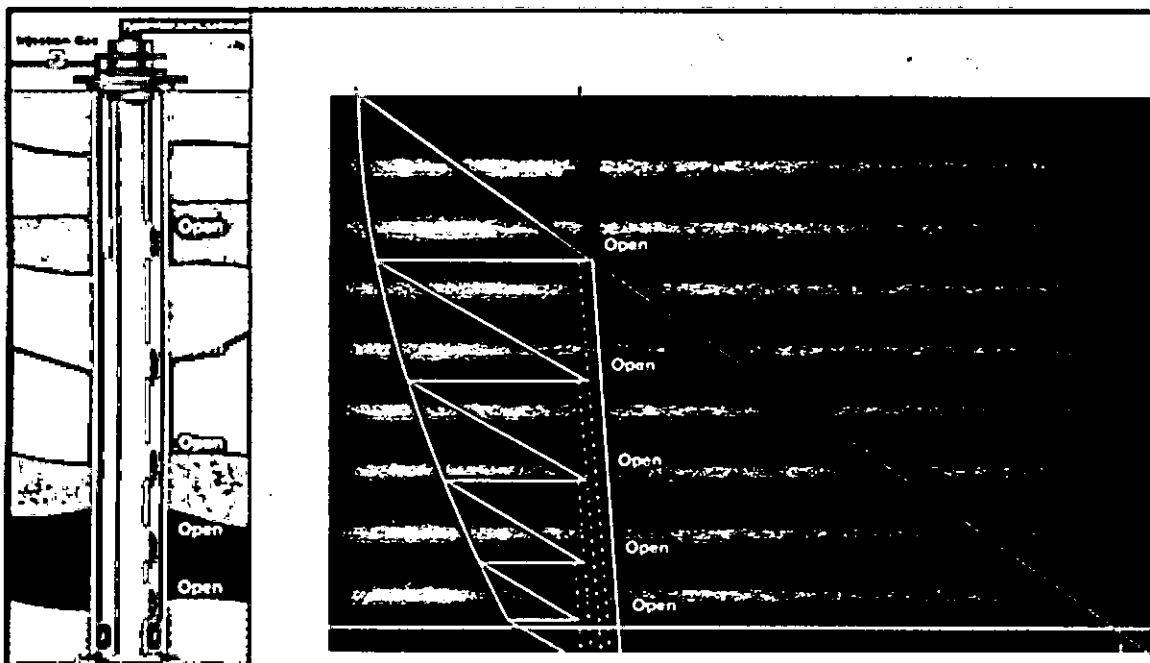


Figura 2.10. Inicio de la inyección de gas.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

A medida que el flujo de gas entra a la válvula, el flujo de gas aligera la columna de fluido, permitiendo el desalojo de este a la superficie disminuyendo así el gradiente estático del fluido (línea azul), Figura 2.11.

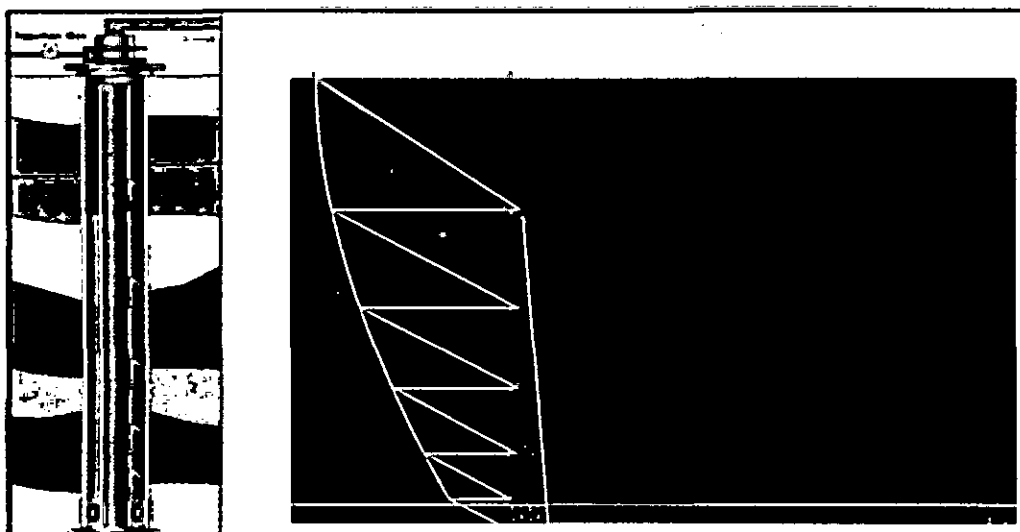


Figura 2.11. Descarga del Fluido a Superficie.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

Una vez el gas ha alcanzado la profundidad de la segunda válvula, la válvula tope es cerrada completamente, permitiendo el paso del gas solo a la segunda válvula. Este proceso se repite una y otra vez hasta alcanzar la profundidad de la última válvula, la cual va hacer la válvula operadora mientras las otras van permanecer cerradas, (Ver Figura 2.12 a 2.15).

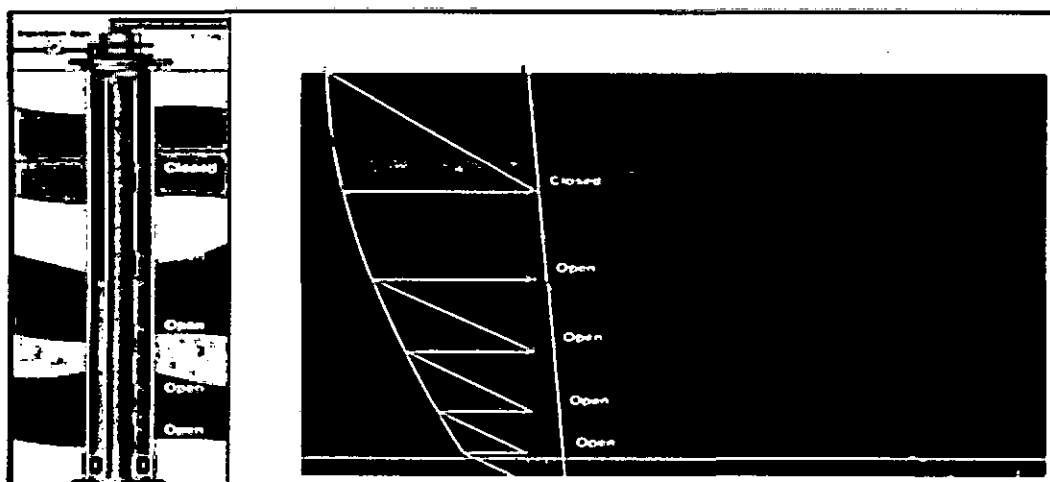


Figura 2.12. Apertura de la Válvula 2.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

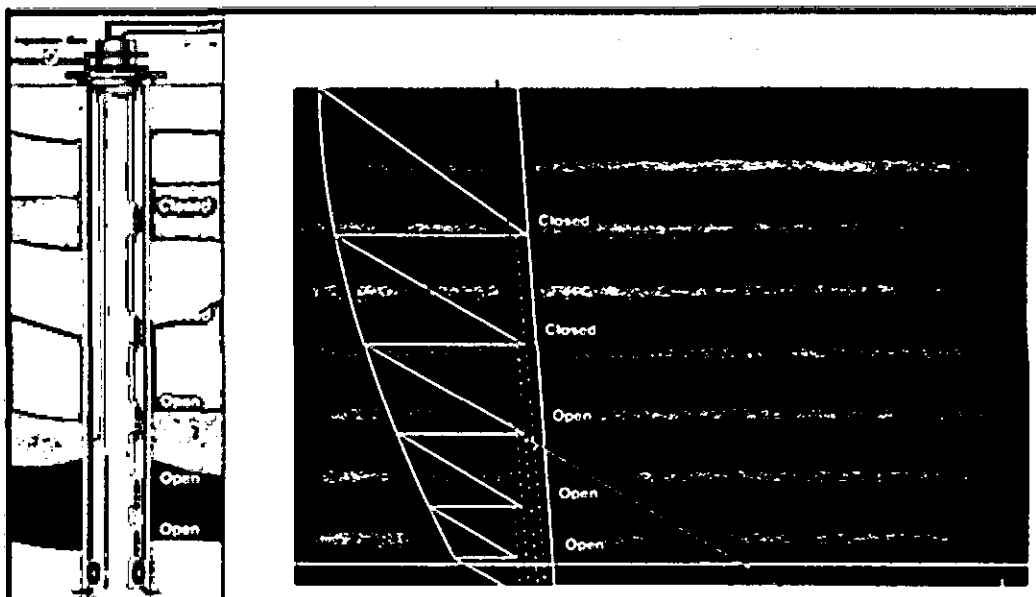


Figura 2.13. Apertura de la Válvula 3.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

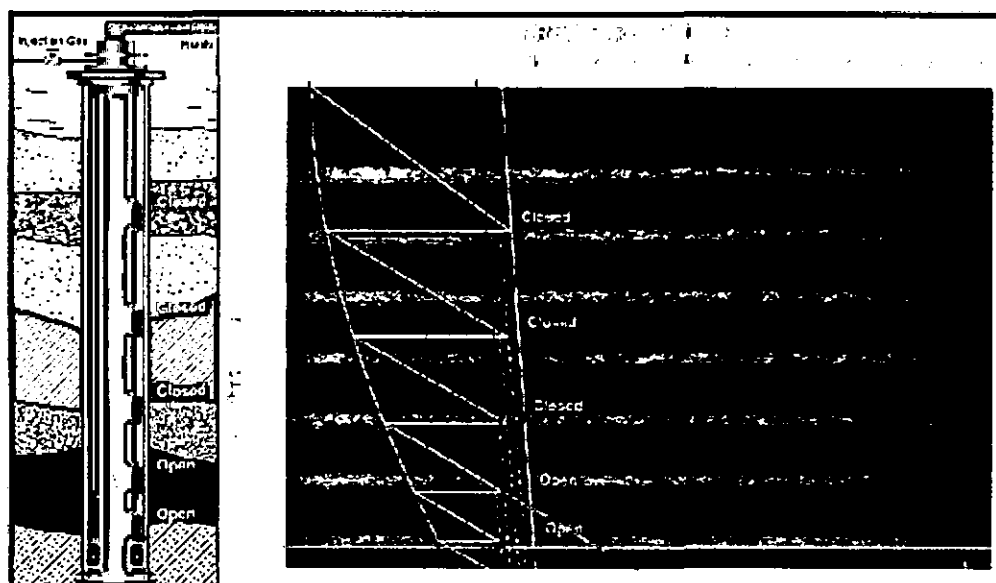


Figura 2.14. Apertura de la Válvula 4.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

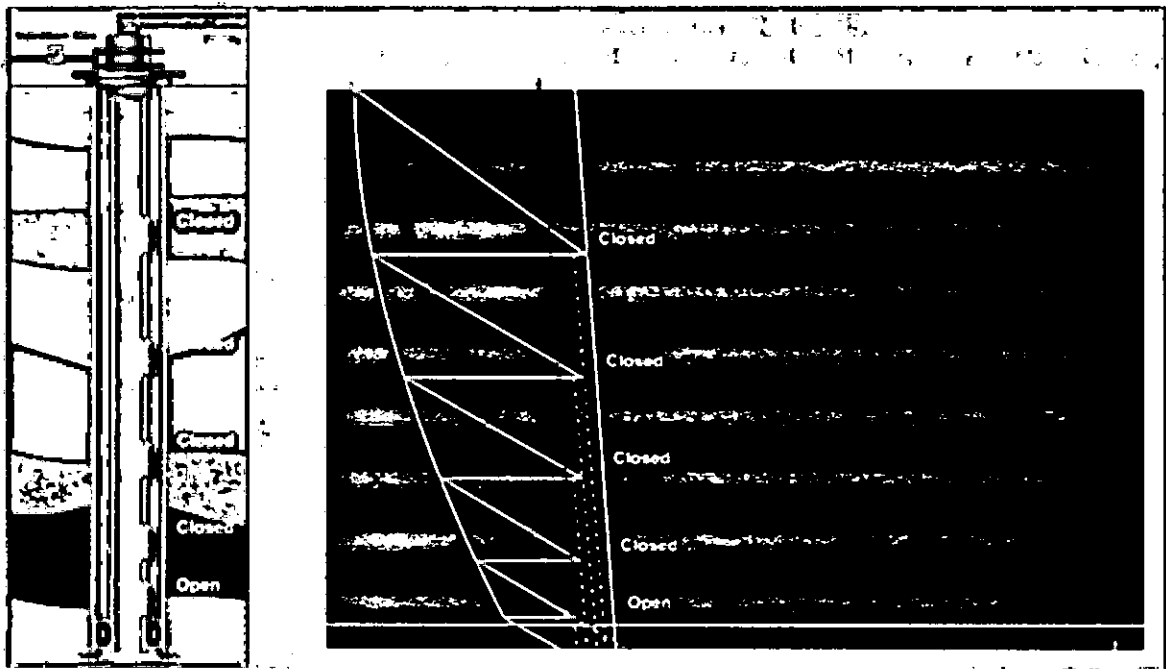


Figura 2.15. Apertura de la Válvula Operadora.
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence (Aplicación).

2.3.1.9 Problemas en el sistema de Gas Lift

Una variedad de problemas pueden impactar el desempeño de los pozos de gas lift. Estos problemas son frecuentemente clasificados ya sea como, problemas de entrada, problemas de salida o problemas de downhole.

a. Problemas de entrada

Incluye condiciones que inhiben u obstruyen la inyección del gas dentro del pozo.

- Tamaño del choque muy grande.
- Tamaño del choque muy pequeño.
- Bajos volúmenes de gas.
- Volumen excesivo de gas.

b. Problemas de salida

Incluye condiciones de aguas abajo de la cabeza del pozo que perjudica la habilidad para fluir el pozo.

- Líneas de flujo pequeñas.
- Alta contrapresión.
- Alta presión de operación del separador.

2.3.1.10 Metodología de diseño de sistema por Gas Lift

En la industria existen un gran número de métodos de diseño, los cuales presentan ciertas ventajas y desventajas. Algunos son más convenientes para condiciones de pozo específicas o para el tipo de válvula escogida. La mayoría de los diseños son similares y con pocas modificaciones.

El procedimiento de diseño recomendado por el API para instalaciones de bombeo por gas lift continuo es el método del API 11V6. El cual maneja válvulas operadas por presión de Inyección (POV), en el cual el diseño de gas lift continuo depende de la presión del gas inyección, cuyo objetivo principal es determinar las profundidades de las válvulas de descarga y la válvula de operación, con el fin de obtener la máxima tasa de producción.

Un diseño adecuado involucra el conocimiento de la mayor cantidad posible de la información de pozo.

a) Información necesaria para el Diseño de Gas Lift Continuo

- Profundidad del pozo (TVD).
- Profundidad del empaque.
- Espesor de la zona productora.
- Tamaño de tubería: Casing de producción y Tubing.
- Presión estática del yacimiento.
- Presión en el cabezal de pozo.
- Presión de prueba.
- Tasa producida @ presión de prueba.
- Relación de gas – líquido.
- Tasa de producción de agua.
- Temperatura en fondo.
- Temperatura en superficie.
- Gravedad API del aceite.
- Gravedad específica del agua de producción.
- Gravedad específica del gas de inyección.

- Factor de compresibilidad del gas de inyección.
- Presión de burbuja del fluido.
- Índice de productividad del pozo.
- Capacidad de producción máxima del pozo.

b) Parámetros de Diseño

- Presión de inyección Disponible.
- Presión de Operación.
- Tasa del gas de inyección.
- Profundidad máxima de inyección.
- Tasa de diseño o tasa deseada a producir.
- Caída de presión entre válvulas del gas de inyección en el casing.
- Caída de presión de las válvulas (factor de seguridad).

Esta es la información mínima necesaria para realizar un diseño adecuado de acuerdo a la norma API 11 v6.

Con la información anterior se procede a realizar los cálculos necesarios para determinar el espaciamiento de las válvulas.

c) Relación Gas-Líquido de Descarga

$$GLR_P = \frac{Q_{GI} + Q_{GF}}{Q_T} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Dónde:

GLR_P = Relación gas-líquido de descarga en el Tubing, scf/bbl.

Q_{GI} = Tasa del gas de inyección, scf/d.

Q_{GF} = Tasa del gas de formación, scf/d.

Q_T = Tasa de diseño (agua+ aceite), bbl/d.

d) Presión de Fondo Fluyendo en el Tubing

Esta se determina por medio de las curvas de desempeño vertical, de acuerdo al tamaño del tubing, gravedad API, corte de agua, gravedad del gas y es función de la profundidad máxima de inyección y de la relación gas- líquido de descarga.

e) Gradiente del fluido en el tubing

$$G_{WF} = \frac{P_{WF} - P_{WH}}{D} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Dónde:

G_{WF} = Gradiente del fluido fluyendo en el tubing, psi/pie.

P_{WF} = Presión de fondo del fluido en el tubing, psi.

P_{WH} = Presión en la cabeza del pozo, psi.

D = Profundidad máxima de inyección, pies.

f) Presión de inyección a la profundidad máxima de inyección

- Para $\gamma_g \leq 0.65$

$$P_i = P_{ci} + 2.3 \frac{P_{ci} \cdot D}{100 \cdot 1000} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Dónde:

P_i = Presión de inyección a la máxima profundidad, psi.

P_{ci} = Presión de inyección en superficie, psi.

D = Profundidad máxima de inyección, pies.

- Para $\gamma_g > 0.65$

$$P_i = P_{ci} \cdot e^{\left(\frac{\gamma_g \cdot D}{53.34 \cdot T_{prom} + 460 \cdot 0.8} \right)} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Dónde:

P_i = Presión de inyección a la máxima profundidad, psi.

P_{ci} = Presión de inyección en superficie, psi.

γ_g = Gravedad específica del gas de inyección.

D = Profundidad máxima de inyección, pies.

T = Temperatura promedio, °F.

g) Gradiente del gas de inyección

$$G_{gi} = \frac{P_i - P_{ci}}{D}$$

Ecuación 2.8

Dónde:

G_{gi} = Gradiente del gas de inyección, psi/pie.

P_i = Presión de inyección a la máxima profundidad, psi.

P_{ci} = Presión de inyección en superficie, psi.

D = Profundidad máxima de inyección, pies.

h) Gradiente del fluido a producir

$$G_f = 0.433 * G_e$$

Ecuación 2.9

Dónde:

G_f = Gradiente del fluido a producir, psi/pie.

G_e = Gravedad específica del fluido a producir.

i) Gradiente de temperatura

$$G_t = \frac{T_f - T_s}{D}$$

Ecuación 2.10

Dónde:

G_t = Temperatura en fondo del pozo, °F.

T_f = Temperatura en fondo del pozo, °F.

T_s = Temperatura en superficie, °F.

Con las variables calculadas anteriormente, se procede a calcular el espaciamiento de las válvulas.

j) Espaciamiento de las válvulas de gas lift

Para válvula tope tenemos:

$$D_{v1} = \frac{P_{ci} - P_{wh} - \Delta P_{sd}}{G_f - G_{gi}}$$

Ecuación 2.11

Dónde:

D_{v1} = Profundidad de la válvula tope, pies.

P_{ci} = Presión de operación, psi.

P_{wh} = Presión en cabeza de pozo, psi.

ΔP_{sd} = Caída de presión entre válvulas del gas de inyección, psi.

G_f = Gradiente del fluido, psi/pie.

G_{gi} = Gradiente del gas de inyección, psi/pie.

Cálculo de la presión en el tubing, presión de inyección y la temperatura a la profundidad de la válvula tope:

$$P_{t1} = P_{wh} + G_{wf} * D_{v1} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

$$P_{ci1} = P_{ci} + G_{gi} * D_{v1} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

$$T_{v1} = T_s + G_t * D_{v1} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Dónde:

P_{t1} = Presión en el tubing, psi.

G_{wf} = Gradiente del fluido fluyendo en el tubing, psi.

P_{wh} = Presión en cabeza de pozo, psi.

D_{v1} = Profundidad de la válvula tope, pies.

P_{ci1} = Presión de inyección a la profundidad de la válvula tope, psi.

G_{gi} = Gradiente del gas de inyección, psi/pie.

T_{v1} = Temperatura de la válvula tope, °F.

T_s = Temperatura en superficie, °F.

G_t = Gradiente de temperatura, °F.

Cálculo de la profundidad para el resto de válvulas:

$$D_{v_n} = D_{v_{n-1}} + \frac{P_{ci_{n-1}} - P_{t_{n-1}} - \Delta P_{sd}}{G_f - G_{gi}} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Dónde:

n = número de válvula con, $n > 1$.

Cálculo de la presión en el tubing, presión de inyección y la temperatura para el resto de válvulas:

$$P_{t_n} = P_{wh} + G_{wf} * D_{v_n} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

$$P_{ci_n} = P_{ci} + G_{gi} * Dv_n$$

Ecuación 2.17

$$T_{v_n} = T_s + G_t * Dv_n$$

Ecuación 2.18

Dónde:

n = número de válvula con, $n \geq 1$.

Dv_n = profundidad de la válvula n , con $n \geq 1$.

k) Ajuste del espaciamiento de las válvulas de gas lift

Si la profundidad de la última válvula sobrepasa la máxima profundidad de inyección, entonces es necesario realizar un ajuste de las válvulas. Para el ajuste se coloca la última válvula a la máxima profundidad de inyección y se suben el resto de las válvulas espaciadas a una profundidad ajustada por un factor que represente la proporción en que subió la última válvula, es decir:

$$Dv_{(ultima)} = Db$$

Ecuación 2.19

Dónde:

$Dv_{(ultima)}$ = Profundidad de la última válvula, pies.

Db = Profundidad máxima de inyección, pies.

Ajuste para el resto de válvulas:

$$Dv_{n(a)} = Dv_n * \frac{Db}{Dv_{(ultima)}}$$

Ecuación 2.20

Dónde:

$Dv_{n(a)}$ = Profundidad de la válvula (n) ajustada, pies.

Una vez realizado el ajuste de las válvulas es necesario calcular nuevamente las presiones en el tubing, presiones de inyección, y temperatura para cada una de las válvulas que han sido ajustadas.

l) Presiones de apertura de las válvulas

Para válvula tope:

$$P_{o(D1)} = P_{io} \quad \text{Ecuación 2.21}$$

Dónde:

$P_{o(D1)}$ = Presión de apertura de la válvula tope, psi.

P_{io} = Presión de operación, psi.

Para el resto de válvulas:

$$P_{o(Dn)} = P_{io(n)} - (n-1) * \Delta P_{io(n)} \quad \text{Ecuación 2.22}$$

Dónde:

$P_{o(Dn)}$ = Presión de apertura de la válvula n , psi.

$P_{io(n)}$ = Presión de inyección de la válvula n , psi.

ΔP_{io} = Caída de presión de las válvulas, psi.

m) Tamaño del puerto de las válvulas

Una vez realizado el ajuste de las válvulas, es necesario determinar el tamaño en pulgadas que tendrán los puertos de las válvulas, los cuales permitirán el paso del gas de inyección a través de las válvulas. Este tamaño es función de la tasa de inyección de gas, y de las presiones de inyección y apertura de la última válvula (válvula de operación).

Primero es necesario hacer una corrección de la tasa del gas de inyección:

$$V_{g\text{corregido}} = 0.0544 * Q_{gi} \sqrt{\frac{1}{\gamma_g * (T + 460)}} \quad \text{Ecuación 2.23}$$

Dónde:

$V_{g\text{corregido}}$ = Tasa de inyección de gas corregido, scf/d.

Q_{gi} = Tasa de inyección de gas en superficie, scf/d.

γ_g = Gravedad específica del gas de inyección.

T = Temperatura a la profundidad de inyección, °F.

Utilizando la ecuación de Thorhill-Craver (CA) se calcula el tamaño del puerto:

$$CA = \frac{Vg_{\text{corregido}}}{155000 \cdot P_1 \cdot \frac{64.34 \cdot k}{\gamma_g \cdot T + 460 (k-1)} \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}}}$$

Ecuación 2.24

$$D_c = 1.75105 + 932.334 \cdot CA - 29372.7 \cdot CA^2 + 397972 \cdot CA^3 - 1510615 \cdot CA^4$$

Ecuación 2.25

Dónde:

$Vg_{\text{corregido}}$ = Tasa de inyección de gas corregido, scf/d.

$k = 1.27$ constante experimental.

P_1 = Presión de apertura de la última válvula, psi.

P_2 = Presión en el tubing de la última válvula, psi.

D_c = Tamaño del puerto de las válvulas, pulg.

2.3.2 Bombeo mecánico

El sistema por Bombeo Mecánico fue el primer sistema de levantamiento artificial implementado en un campo petrolero. Actualmente este sistema es el más utilizado en términos de número de instalaciones con aproximadamente el 85% de los pozos productores a nivel mundial. El bajo costo, su simplicidad mecánica, su eficiencia de operación y la facilidad de instalación unida al excelente desempeño en pozos de baja producción lo hace el sistema de levantamiento artificial ideal a ser implementado. El bombeo mecánico es un bombeo reciprocante que transfiere energía mecánica desde la superficie a través de las varillas a la bomba de fondo, mediante la combinación de un cilindro (barril) y un pistón con válvulas para transferir fluidos del pozo dentro de la tubería de producción y levantarlo hasta superficie.

2.3.2.1 Componentes del sistema de Bombeo Mecánico

Básicamente, el equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los componentes mostrados en la Figura 2.17.

2.3.2.2 Equipo de superficie

Como su nombre lo indica, son las partes del sistema que se pueden observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo.

- a) Equipo de Cabeza de Pozo: Contiene el prensaestopas (stuffing box), el cual sella sobre la barra lisa y una Te de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.
- b) Motor: La función del motor es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de la instalación; para suministrar esta energía, el motor produce un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque; luego este movimiento es transformado por la unidad de bombeo a reciprocante.

- c) **Caja Reductora:** Se utiliza para convertir un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM) y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajos RPM) y torque alto, ya que son necesarios bajos RPM para accionar la unidad de bombeo.
- d) **Unidad de Bombeo:** Su función es accionar la sarta de varillas y la bomba a fin de elevar el fluido desde el subsuelo a superficie. De acuerdo a su geometría se clasifican en tres tipos principales⁴: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; Unidades balanceadas por aire, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín. Los tipos de unidades de bombeo se muestran en la figura 2.16.

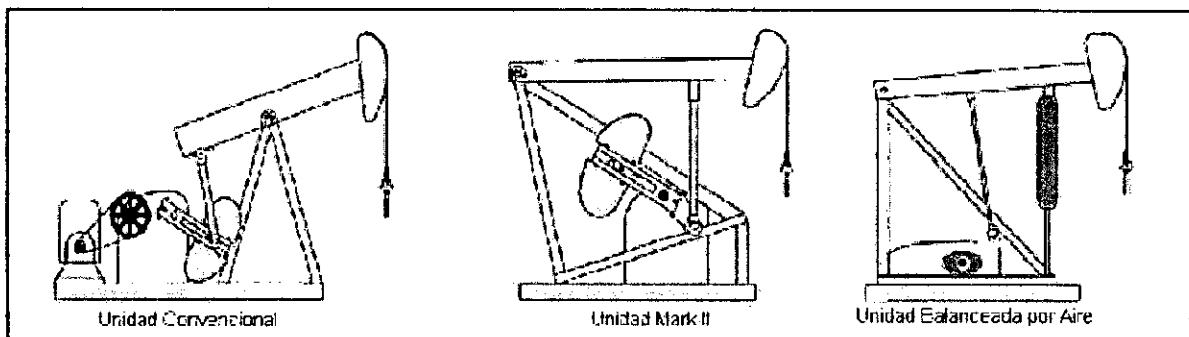


Figura 2.16. Tipos de unidades de bombeo.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado, 2010. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales.

- e) **Barra Lisa:** Conecta el balancín a la sarta de varillas y asegura y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.
- f) **Unidad de Contrapesos:** El tamaño de la caja reductora es minimizado utilizando contrapesos, estos ayudan a la caja reductora en la carrera ascendente: es decir cuando la barra lisa se encuentra en la parte superior. En la carrera descendente, la caja reductora levanta los contrapesos con la ayuda del peso de la sarta de varillas.

2.3.2.3 Equipo de subsuelo

Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede representar limitaciones por el diámetro a su diseño. Transmite la energía necesaria para levantar el fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Básicamente está conformado por:

- a) **Tubería de producción:** La tubería de producción se utiliza para aislar zonas productivas y contener presiones de formación. Tiene que estar diseñada para soportar presiones de inyección provistas, por ejemplo una estimulación por fractura e incluso para cementación que en este tipo de tuberías suele ser muy crítica. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba es menor a 5000 pies la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.
- b) **Sarta de varillas:** Formada por las varillas de succión, que van dentro de la sarta de tubería de producción del pozo. Su función es transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo.
- c) **Ancla de Tubing:** Es un equipo tipo empacadura que sirve para anclar la tubería de producción al revestidor, a fin de reducir los movimientos verticales (elongación y contracción) durante los ciclos de bombeo.
- d) **Separadores de Gas en Fondo:** Es un tubo o niple perforado colocado debajo de la zapata, con la finalidad de separar o evitar que el gas entre en la bomba y lograr de esta manera una mayor eficiencia volumétrica de la bomba.
- e) **Bomba de subsuelo:** Permite la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y levantarlo desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. Las partes básicas de la bomba de subsuelo son: el barril, pistón, válvula viajera y válvula fija.

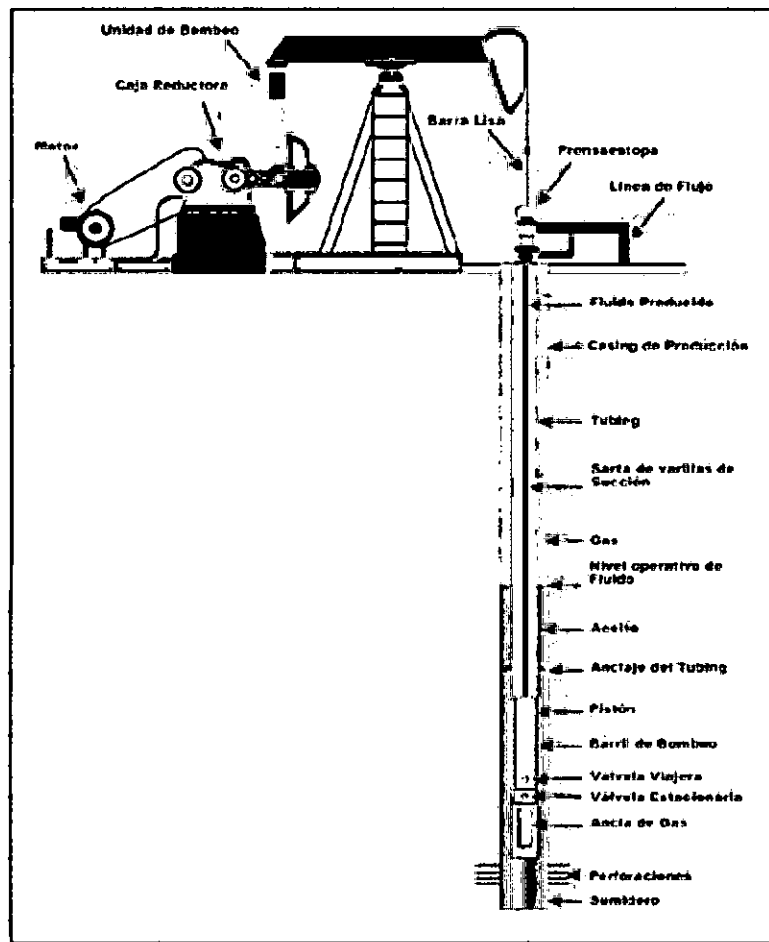


Figura 2.17. Sistema Típico de Bombeo Mecánico.

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado, 2007.

El principio de operación de la bomba se puede explicar en cuatro pasos, como se observa en la Figura 2.18.

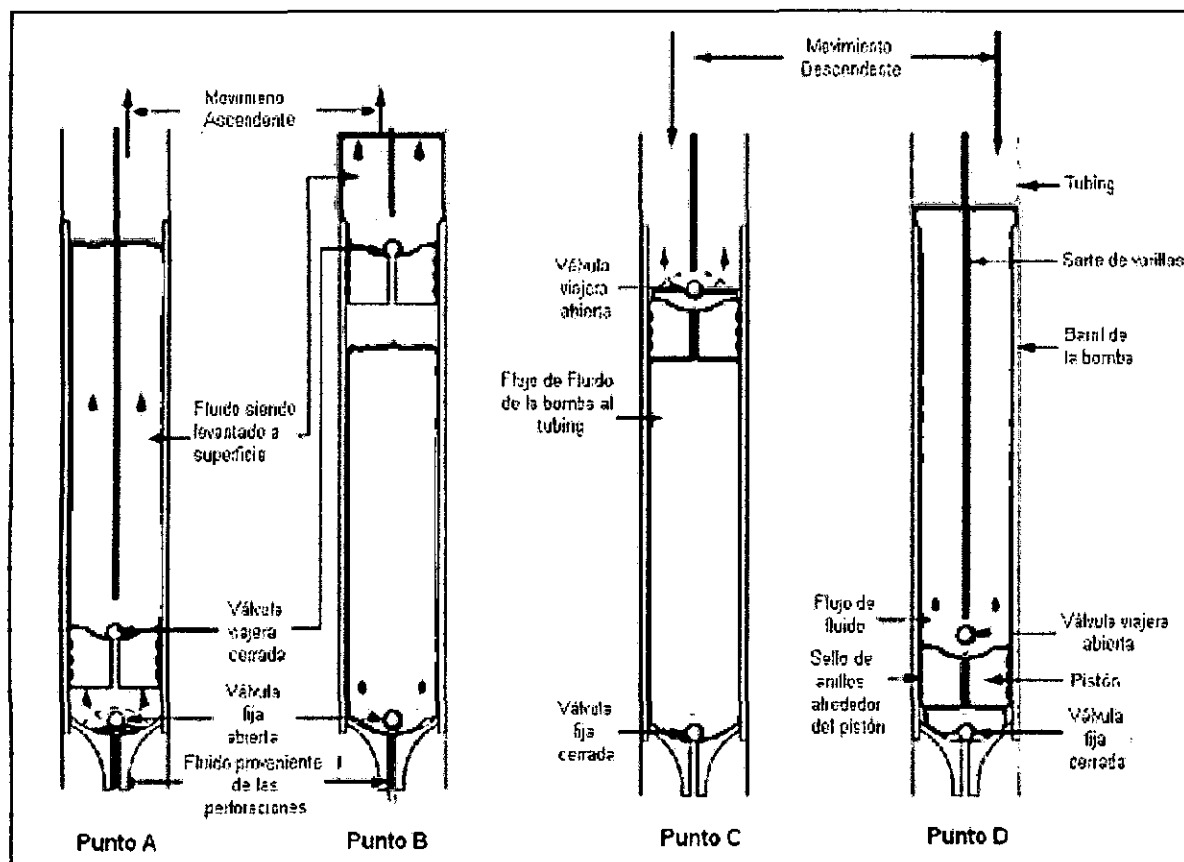


Figura 2.18. Funcionamiento de una Bomba de Subsuelo.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.

Punto A. Al inicio de la carrera ascendente, la válvula viajera se encuentra cerrada donde la carga de la columna del fluido soporta la sarta de varillas; por otra parte la válvula fija se encuentra abierta dando paso al fluido, ayudado por el diferencial de presión en su parte inferior y superior que tiene que ver con la cámara o el espacio entre las válvulas.

Punto B. El pistón se desplaza hasta la parte superior de la carrera ascendente y así se presenta la máxima carga de todo el sistema.

Punto C. El principio de la carrera descendente; la válvula viajera entra a depender del porcentaje de gas libre en el líquido que se encuentra en la cámara de compresión; la carga de fluido sirve como soporte de la válvula fija que está cerrada.

Punto D. El pistón se desplaza hasta el fondo de la carrera descendente; mientras que la válvula viajera sigue abierta, así permite el paso del fluido hasta que la presión en la cámara sea inferior a la presión encontrada en el pistón, en ese momento, la válvula fija se abre y permite la entrada del flujo proveniente de la formación.

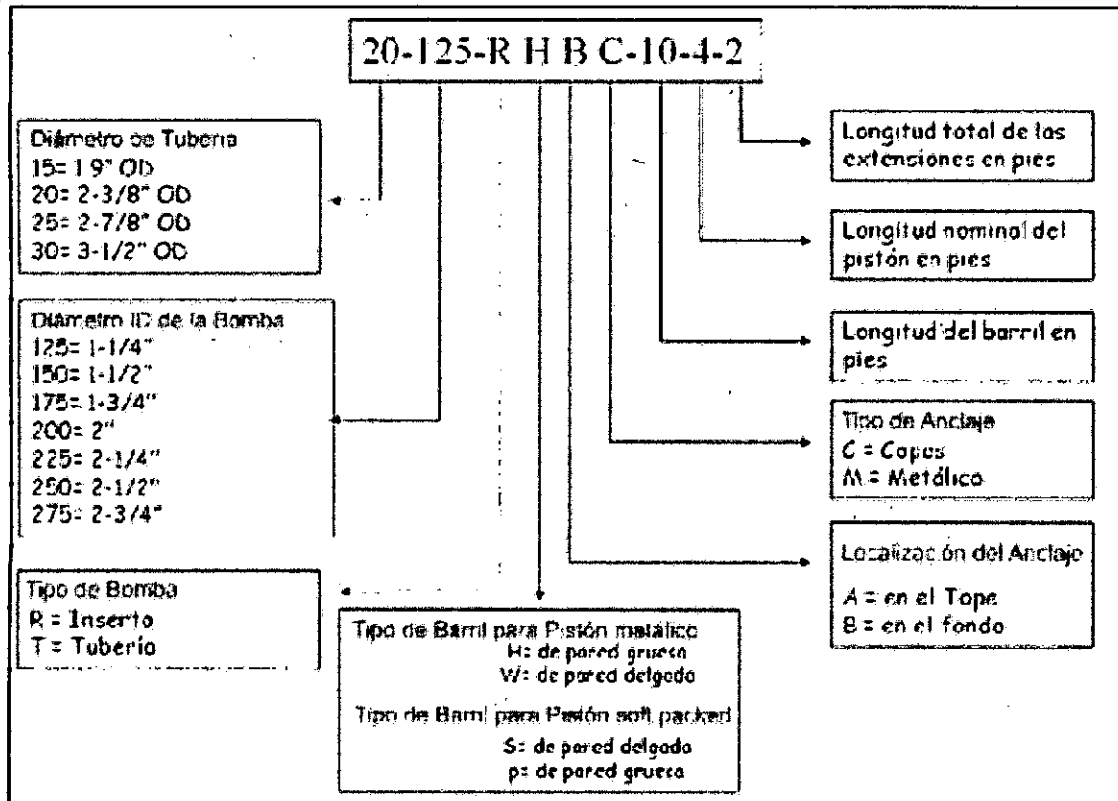


Figura 2.19. Designación API de las Bombas.

Fuente: FISCHER. Bombeo Mecánico1 (Presentación), pp.17-18.

El ejemplo representa una bomba inserta de 1-1/4" para tubería de 2-3/8". El barril tiene una longitud de 10 ft, el pistón 4ft, y el total de las extensiones miden 2 ft. El barril de pared gruesa, anclaje tipo copas en el fondo.

2.3.2.4 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Sistema de levantamiento artificial más usado en el mundo.
- Bien conocido por el personal de campo.
- Es usualmente económico.
- Bajo costo de inversión.
- Locaciones remotas sin electricidad.
- La bomba puede estar por debajo de las perforaciones.

Desventajas:

- Restricciones de flujo y profundidad.
- Susceptible al gas libre.
- Mantiene la frecuencia.
- Dificultad en pozos desviados.
- Susceptible a la corrosión.

2.3.2.5 Problemas en el sistema de Bombeo mecánico

- Golpe de fluidos: Se puede presentar un golpe de fluido por no poseer un buen nivel en el pozo, es decir que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido.
- Perdidas en válvulas: Cuando el desgaste de una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto y se produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido el fondo causando que el fluido levantado se regrese.
- Mal funcionamiento de la válvula viajera: Otro problema que se presenta con bastante frecuencia es la pérdida de carga debido a fugas en la válvula viajera.
- Mal funcionamiento de la válvula fija: De igual manera que la válvula viajera, la válvula fija puede presentar fugas.

- Golpe de gas: Se produce debido a que existe gas disuelto por debajo de la succión de la bomba, donde buena parte de la carrera del pistón se ocupa en comprimir gas.
- Bloqueo o candado de gas: Se produce cuando la cantidad de gas libre es tal, que la presión que se levanta dentro de ella no alcanza a superar la presión de disolución del gas en el petróleo. De tal manera que al subir el pistón se va a expandir la mezcla del petróleo y gas, al bajar nuevamente se va a comprimir, como si estuviera trabajando un resorte dentro de la bomba.
- Varilla partida: Esto ocurre cuando la sarta de varillas se encuentra partida o desconectada.

2.3.2.6 Tipos de unidades de Bombeo mecánico

De acuerdo a su geometría se clasifican en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; Unidades balanceadas por aire, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín como se observa en la Figura 2.20.

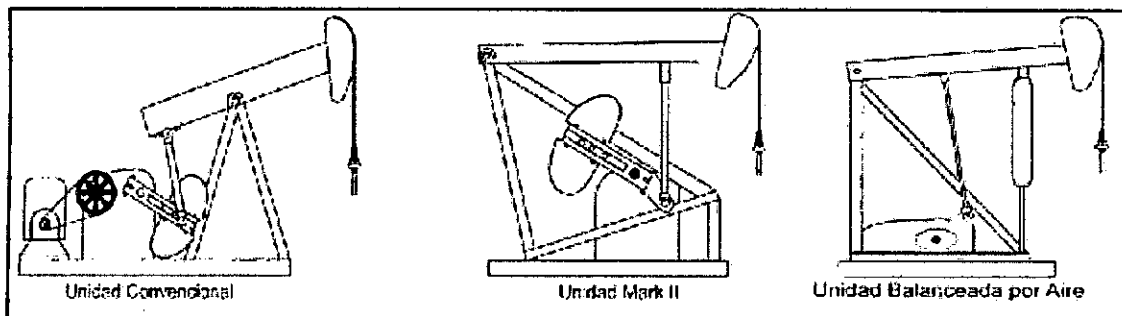


Figura 2.20. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.
Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip.

2.3.2.7 Ventajas y desventajas de los tipos de unidades de bombeo

Ventajas		
Convencional	Balanceadas por Aire	Mark II
Fácil de manejar	Permite controlar mejor el balanceo	Reduce los picos de torsión por su forma y contrapeso
Requiere de mínimo mantenimiento	La unidad tiene menor peso	Requiere de menos caballaje
La confiabilidad, la fuerza y la sencillez son factores primordiales.	Los costos de transporte y de instalación bajan notablemente	Las cargas máximas son menores, permitiendo mayor duración de la sarta de varillas de succión.
La unidad de bombeo mecánico no se repara	Recomendado usarse en áreas cercanas a las operaciones	

Figura 2.21. Ventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.
Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000, p. 295.

Desventajas		
Convencional	Balanceadas por Aire	Mark II
No se logran balanceos correctos	Altos costos de mantenimiento	No se logran balanceos correctos
Se requiere de una cuadrilla para su balanceo	La unidad tiene menor peso	Altos costes de transporte y de instalación
Su elevado peso dificulta su manejo	Pérdidas considerables de producción por reparación de la unidad	
Altos costos de transporte e instalación	Restringido su uso a áreas cercanas	

Figura 2.22. Desventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.
Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000, p. 295.

2.3.2.8 Designación API de las unidades de bombeo mecánico

El API ha desarrollado un método para la designación de los diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico.

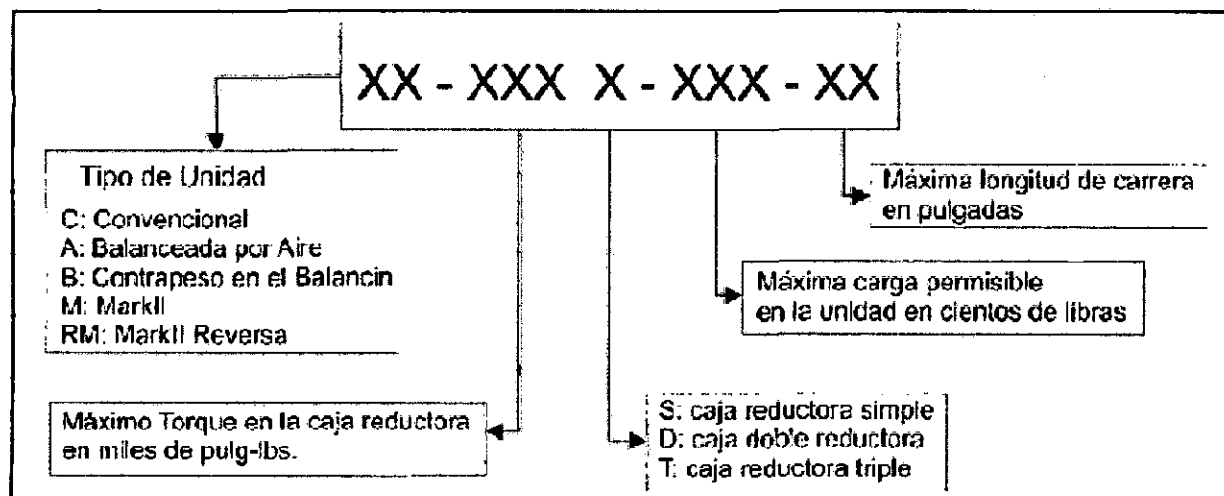


Figura 2.23. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico.

Fuente: LUFKIN. Oil field Products Group: General Catalog 2008-2009, p. 69.

Ejemplo: C - 320D - 256 - 100

Equivale a una unidad convencional, con torque máximo de 320 Mpulg-lbs, con doble caja reductora, con capacidad de carga hasta 25600 lbs y una longitud de carrera de 100 pulg como máximo.

2.3.2.9 Metodología de diseño de sistema por Bombeo mecánico

El procedimiento de diseño recomendado por el API para Unidades de Bombeo Mecánico Convencionales es el Método del API RP 11L. El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y éstos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas. El procedimiento de diseño es un método de prueba y error. Generalmente se requieren tres pasos en el procedimiento:

- Hacer una selección preliminar de los componentes de la instalación.
- Las características de operación de la selección preliminar son calculadas mediante el uso de fórmulas, tablas y figuras incluidas en el API 11 RL.

- Los cálculos de desplazamiento y carga en la bomba son comparados con los volúmenes, tasas de carga, esfuerzos y otras limitaciones de la selección preliminar.

La cantidad mínima de información que debe ser conocida o asumida es:

- Nivel de fluido – D, el levantamiento neto en pies.
- Profundidad de la bomba – L, pies.
- Velocidad de bombeo – N, recorrido por minuto.
- Longitud de recorrido en superficie – S, pulgadas.
- Diámetro del pistón – Dp, pulgadas.
- Gravedad específica del fluido – Ge.
- Diámetro nominal de la tubería de producción y si esta se encuentra anclada o no.
- Diseño y tamaño de la sarta de varillas.

Conociendo esa información, los siguientes factores de diseño pueden ser determinados:

- Recorrido del pistón – Sp, pulgadas.
- Desplazamiento de la bomba – PD, barriles/día.
- Máxima carga en la barra lisa – PPRL, libras.
- Mínima carga en la barra lisa – MPRL, libras.
- Máximo torque en la manivela – PT, pulgada-libra.
- Potencia en la barra lisa – PRHP.
- Contrabalanceo requerido – CBE, libras.

El método API RP 11L ha sido el procedimiento más usado en el diseño de sistemas de bombeo mecánico, debido a su fácil manejo. Sin embargo, el método tiene muchas limitaciones por las suposiciones hechas cuando fue desarrollado inicialmente. Cuando se usa este procedimiento se debe tener en cuenta que fue desarrollado para:

- El llenado de la bomba es 100% líquido.
- Varillas de acero.
- La geometría de la unidad es generalmente convencional.
- El motor principal es de bajo deslizamiento.
- La unidad se encuentra perfectamente balanceada.
- Los efectos de fricción en fondo del pozo son despreciables.

- No hay efectos de aceleración debido al fluido desplazado.
- La tubería de producción se encuentra anclada.

Los parámetros más importantes se muestran en la “Nomenclatura del método API” (ver Figura 2.24).

Nomenclatura:

$1/K_r$: Constante elástica – Totalidad de la sarta de varillas en pulgadas/lb.

Nota. K_r = Constante de elongación de la totalidad de la sarta y representa la carga en libras requerida para estirar la totalidad de la sarta una pulgada.

$1/K_t$: Constante elástica - Parte de la sarta de la tubería de producción desanclada en pulg/lb.

Nota. K_t = Constante de elongación de la tubería de producción desanclada y representa la carga en libras requerida para estirar una parte de la tubería de producción desanclada, entre el ancla y la bomba.

CBE: Contrapeso requerido en libras.

D: Diámetro del pistón en pulgadas.

E_r : Constante elástica de las varillas en pulgadas/lb-pie.

Nota. E_r representa las pulgadas de elongación debido a la aplicación de una carga de una libra por cada pie de longitud de varilla.

F1: Factor de PPRL.

F2: Factor de MPRL.

F3: Factor PRHP.

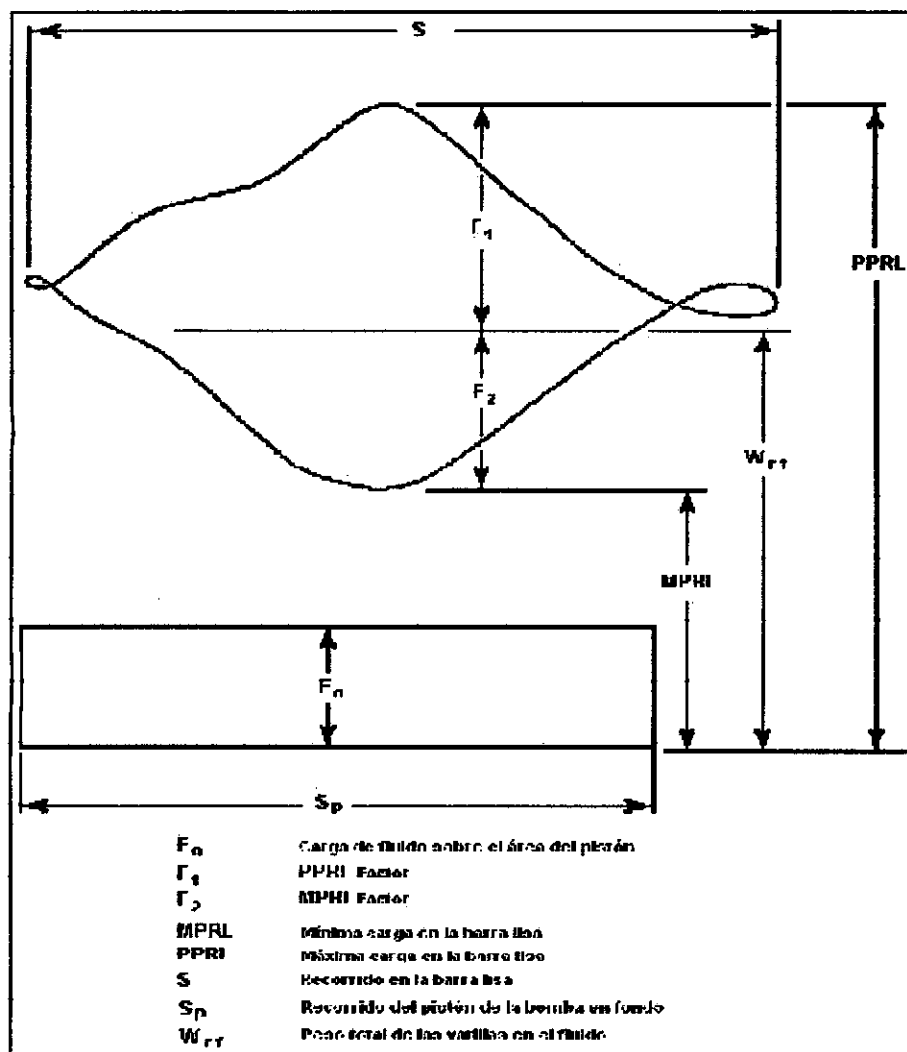


Figura 2.24. Nomenclatura para el Método API RP 11L.

Fuente: API RP 11L, Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems. 5 ed. Houston, 2008, p. 5.

- Fc: Factor de frecuencia.
- Fo: Carga total de fluido sobre el área del pistón.
- Ge: Gravedad específica del fluido producido.
- H: Levantamiento neto en pies.
- L: Profundidad de la bomba en pies.
- MPRL: Carga mínima en la barra lisa.
- N: Velocidad de bombeo en golpes por minuto.
- No: Frecuencia natural de una sarta de varillas homogénea en golpes por minuto.
- No': Frecuencia natural de la sarta de varillas combinada en golpes por minuto.
- PD: Desplazamiento de la bomba en barriles por día.

- PPRL: Carga máxima en la barra lisa en libras.
- PRHP: Potencia en la barra lisa.
- PT: Torque máximo en la manivela en pulgadas-libra.
- S: longitud del recorrido en la barra lisa en pulgadas.
- SKr: Libras de carga necesaria para estirar la totalidad de la sarta de varillas.
- una cantidad igual al recorrido de la sarta de la barra lisa, S.
- T: Torque en la manivela en pulgadas-libra.
- Ta: Constante de torque ajustada para valores de Wrt/SKr .
- W: Peso total de las varillas en el aire en libras.
- Wr: Peso promedio de las varillas en el aire en libras/pie.
- Wrt: Peso total de las varillas en el fluido en libras.

a) Cálculo de parámetros operacionales

Los cálculos de los parámetros operacionales de bombeo se basan en el uso de unas cartas, que son el resultado de unas correlaciones graficadas en función de variables independientes. Los siguientes son los parámetros de operación calculados con el método API RP 11L:

- **Longitud de recorrido del pistón:** Para una sarta de tubería de producción anclada el recorrido del pistón es calculado mediante:

$$Sp = S * Sp/S \quad \text{Ecuación 2.26}$$

Dónde:

S = Longitud de recorrido del pistón en fondo en pulgadas.

Sp/S = Variable dependiente leída de la gráfica Anexo 1.

Si la tubería de producción no está anclada, la elongación de la tubería debida a la disminución de la carga de fluido en el recorrido del pistón está dado por:

$$Sp = S * \frac{Sp}{S} - \frac{Fo}{Kt} \quad \text{Ecuación 2.27}$$

Donde los parámetros no definidos son:

Fo = Carga del fluido sobre el pistón dada por la siguiente ecuación:

$$Fo = 0.34H * Dp^2 * Sp * Ge \quad \text{Ecuación 2.28}$$

Dónde:

H = Nivel de fluido dinámico en pies.

Dp= Diámetro del pistón en pulgadas.

Ge = Gravedad específica del fluido producido.

Kt = Constante elástica de la sarta de tubería de producción.

La constante elástica para una tubería de producción desanclada está calculada por la siguiente expresión, donde la constante elástica de la tubería de producción Et es encontrada de la siguiente ecuación (Ver Anexo 2).

$$Kt = \frac{1}{Et * L} \quad \text{Ecuación 2.29}$$

Dónde:

L = Profundidad de asentamiento de la bomba en pies.

- **Desplazamiento del pistón:** Asumiendo un 100% de eficiencia de llenado (es decir, asumiendo el barril completamente lleno de líquido durante todo el recorrido), el volumen diario desplazado por la bomba puede ser calculado con base a la longitud de recorrido del pistón:

$$Pd = 0.1166 * Sp * N * Dp^2 \quad \text{Ecuación 2.30}$$

- **Carga sobre la barra lisa:** La carga máxima y mínima sobre la barra lisa durante el ciclo de bombeo se calculada con:

$$PPRL = Wrf + \frac{F1}{sKr} * sKr \quad \text{Ecuación 2.31}$$

$$MPRL = Wrf + \frac{F2}{sKr} * sKr \quad \text{Ecuación 2.32}$$

Dónde:

PPRL = Carga máxima en la barra lisa en Lb.

MPRL = Carga mínima en la barra lisa en Lb.

Wrf = Peso debido a la flotación de las varillas, dada por la siguiente ecuación:

$$Wrf = W_r - (1 - 0.127SpGe).$$

Dónde:

Wrf = Peso de la sarta de varillas incluyendo la flotación, en lb.

W_r = Peso total de la sarta de varillas en el aire, en Lb.

F1 /SK_r = Variable dependiente leída del (Anexo 3).

F2/SK_r = Variable dependiente leída del (Anexo 4).

- **Potencia en la barra lisa**

$$PRHP = 2.53 \cdot 10^{-6} * \frac{F_3}{sK_r} * S^2 * N * K_r \quad \text{Ecuación 2.33}$$

Dónde:

PRHP = Potencia en la barra lisa en HP.

F3/SK_r = Variable dependiente leída de la figura (Anexo 5).

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

N = Velocidad de bombeo en strokes por minuto.

K_r = Constante elástica de la sarta de varillas en Lb/pulgadas.

- **Torque máximo:** El torque máximo sobre la caja reductora es calculado asumiendo que la unidad se encuentra perfectamente balanceada. Así, el efecto de contrabalanceo actual en la barra lisa es asumido para ser igual al valor dado abajo:

$$CBE = 1.06 (Wrf + 0.5Fo) \quad \text{Ecuación 2.34}$$

Dónde:

CBE = Potencia en la barra lisa en HP.

Wrf = Peso de la sarta de varillas debido a la flotación, en Lb.

Fo = Carga de fluido sobre el pistón, en Lb.

Bajo estas condiciones, el torque máximo es calculado por:

$$PT = \frac{2T}{S^2 K_r} * \frac{S^2}{2} * K_r \cdot 1 + \frac{W_{rf}}{s K_r} - 3 * \frac{T_a}{10}$$

Dónde:

PT = Torque máximo sobre la caja reductora en pulgadas-lb.

$\frac{2T}{S^2 K_r}$ = Variable dependiente leída de la figura (Anexo 6).

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

Kr = Constante de elasticidad de la sarta de varillas en lb/pulg.

$\frac{W_{rf}}{s K_r}$ = Variable dimensional independiente.

Ta = Factor de torque ajustado, %.

b) Consideraciones de Diseño para Otro Tipo de Unidades

• Unidades Balanceadas por Aire

$$PPRL = W_{rf} + F_o + 0.85 \left(\frac{F_1}{s K_r} * s K_r - F_o \right) \quad \text{Ecuación 2.35}$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F_1}{s K_r} - \frac{F_2}{s K_r} \right) * s K_r \quad \text{Ecuación 2.36}$$

$$CBE = 1.06 \left(\frac{PPRL + MPRL}{2} \right) \quad \text{Ecuación 2.37}$$

$$PT = 0.96 * \frac{2T}{S^2 K_r} * \frac{S^2}{2} * K_r \cdot 1 + \frac{W_{rf}}{s K_r} - 3 * \frac{T_a}{10} \quad \text{Ecuación 2.38}$$

- **Unidades Mark II**

$$PPRL = Wrf + Fo + 0.75 \left(\frac{F1}{sKr} * sKr - Fo \right) \quad \text{Ecuación 2.39}$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F1}{sKr} + \frac{F2}{sKr} \right) * sKr \quad \text{Ecuación 2.40}$$

$$CBE = 1.06 \left(\frac{PPRL + 1.25MPRL}{2} \right) \quad \text{Ecuación 2.41}$$

$$PT = (0.93PPRL - 1.2MPRL) * \frac{S}{4} \quad \text{Ecuación 2.42}$$

2.3.3 Bombeo electrosumergible

Los sistemas de bombeo electrosumergible usan múltiples etapas en serie dentro de una carcasa, accionada con un motor sumergible al final de la tubería y conectadas a superficie a través de un cable protegido. Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo, además está compuesto por una motor eléctrico trifásico, una sección sellante llamada protector, mientras que en superficie se requiere de un banco de transformadores y un panel de control para suministrar la energía y controles apropiados al equipo de fondo, (Ver Figura 2.25).

El bombeo electrosumergible es considerado como un económico y efectivo sistema que sirve como medio para levantar grandes volúmenes de fluido desde profundidades considerables y bajo una gran variedad de condiciones de pozo.

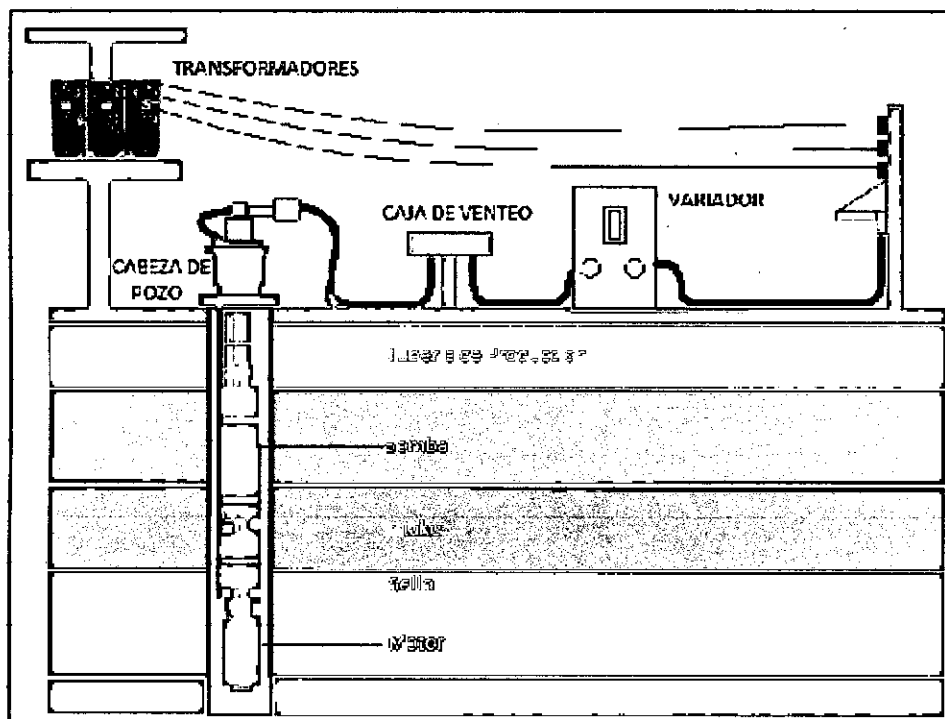


Figura 2.25. Instalación Típica de un Sistema por Bombeo Electrosumergible.
Fuente: Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles Problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento Artificial para un campo maduro.

2.3.3.1 Componentes del sistema de Bombeo Electrosumergible

Un sistema de bombeo electrosumergible está dividido en dos secciones: un equipo de superficie y un equipo de fondo mostrados en el cuadro 2.1. (CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000, pp. 323-330).

Cuadro 2.1. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.

Equipo de Subsuelo	Equipo de Superficie
Motor Eléctrico Sumergible Sello o Protector Entrada a la Bomba (Intake) Bomba Centrifuga Cable de Potencia Separador de gas (opcional)	Cabezal de Pozo Fuentes de Energía Transformadores Controlador de frecuencia Caja de Venteo o conexiones eléctricas

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000, pp. 323-324.

2.3.3.2 Equipo de superficie

1. **Cabezal de pozo:** Se utiliza para sostener todo el equipo de fondo (motor, sello, bomba, cable), así como la tubería de producción y además permite pasar a través del mismo el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo.
 2. **Fuentes de energía:** Se debe contar con instalaciones eléctricas que cumplan las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial.
 3. **Transformadores:** Dispositivos eléctricos encargados de cambiar el voltaje de salida, ya sea para elevarlo o reducirlo.
- **Transformador Reductor (SDT)** Se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.

- **Transformador Elevador (SUT)** Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente. Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.
4. **Controladores de frecuencia:** Dispositivos electrónicos que varían la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba.
 5. **Caja de venteo:** Localizada entre la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Provee venteo a la atmosfera de gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia.
 6. **Caja de Conexiones Eléctricas:** Está localizado en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Cumple una función básica que es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo, además es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

2.3.3.3 Equipo de subsuelo

1. **Motor eléctrico sumergible:** Estos motores son de dos polos, trifásicos, jaula de ardilla y de tipo inducción. Está diseñado de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica. El motor está constituido de un rotor usualmente de 12 a 18 pulgadas de largo, se encuentra dispuesto a lo largo de un eje que es recubierto por un estator que al inducirse una corriente a través de él, genera un campo magnético. El estator está compuesto de un grupo de arreglos de electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro. El rotor rota simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator.

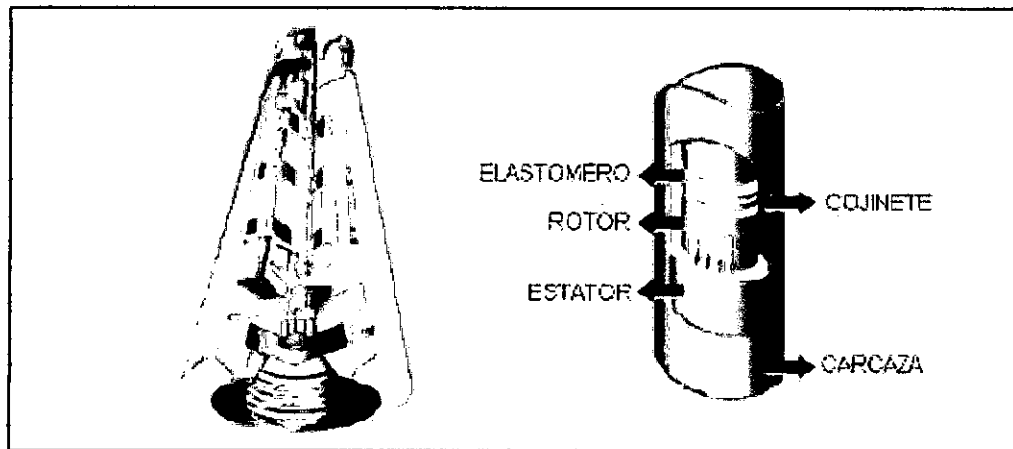


Figura 2.26. Motor Sumergible y sus Componentes Básicos.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales.2010

2. **Sello protector:** Conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas. Entre sus funciones están: evitar que el fluido del pozo contamine el fluido dieléctrico de motor, absorber esfuerzos que transmite el eje de la bomba, absorber la expansión del aceite dieléctrico de los motores debido a la temperatura.

3. **Entrada de la bomba (Intake):** Ensamble mecánico a través del cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba. También se utiliza para darle soporte al rodamiento que absorbe los esfuerzos axiales que transmite el eje.

4. **Bombas centrífugas:** Están conformadas por un determinado número de etapas y cada etapa en si permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor que rota a gran velocidad y que le imparte una moción rotacional al líquido. La moción impartida por el impeller al líquido es de dos tipos:
 - Radial debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor.
 - Tangencial al diámetro exterior del impulsor.

La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

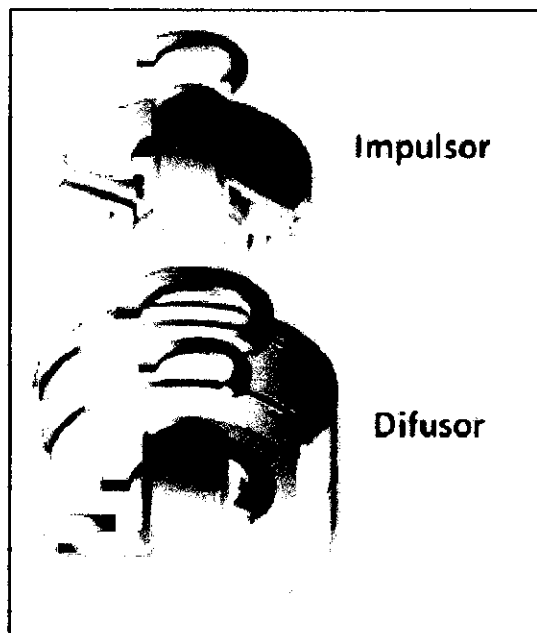


Figura 2.27. Partes Principales de la Bomba Centrífuga.

Fuente: Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles Problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento Artificial para un campo maduro.

5. **Cable de Potencia:** La potencia es transmitida al motor electrosumergible por una línea de cable eléctrico trifásico que va adherido a la tubería de producción, éste cable debe ser pequeño (depende de la potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2 ò No. 4) en diámetro, debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo. La selección del tipo de cable está basado principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.
6. **Separador de gas rotativo:** Conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alta relación Gas-Aceite (mayor o igual a 200 Scf/STB), ya que reduce la cantidad de gas libre al pasar por la bomba. El fluido entra al separador y es forzado hacia una cámara centrífuga por la acción de un inductor y una columna de baja succión. Una vez en la centrífuga el fluido con alta gravedad específica es forzado hacia el exterior de la pared de la cámara rotatoria por fuerza centrífuga dejando cerca del centro. El gas es separado por el divisor de fases y es vaciado de regreso al anular del pozo donde éste asciende.

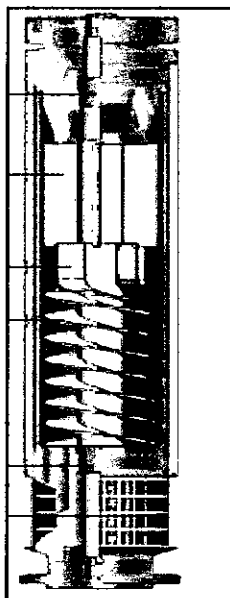


Figura 2.28. Separador de Gas Rotatorio.

Fuente: Canadian Advanced Inc. Electric Submersible Pumps 1, p. 8.

2.3.3.4 Accesorios de fondo

- **Válvula check:** Su función es mantener la tubería llena de fluido cuando se para la bomba.
- **Válvula de drenaje:** Su función es permitir el paso de fluido desde la tubería de producción hacia el anular, cuando se saca la tubería de producción para evitar su llenado durante reparaciones.
- **Cable plano o extensión al motor:** Conexión desde la bomba a través del separador de gas y sello hasta el motor, donde hay limitaciones de diámetro.
- **Centralizadores:** Su función es centrar el motor y la bomba y facilitar el enfriamiento.
- **Protectores de Caucho:** Protege la parte externa de la tubería de producción
- **Bandas de Cable Plano:** Se usan para fijar el cable plano a la bomba, el separador de gas y el sello; colocando una sección cada 6 pies.

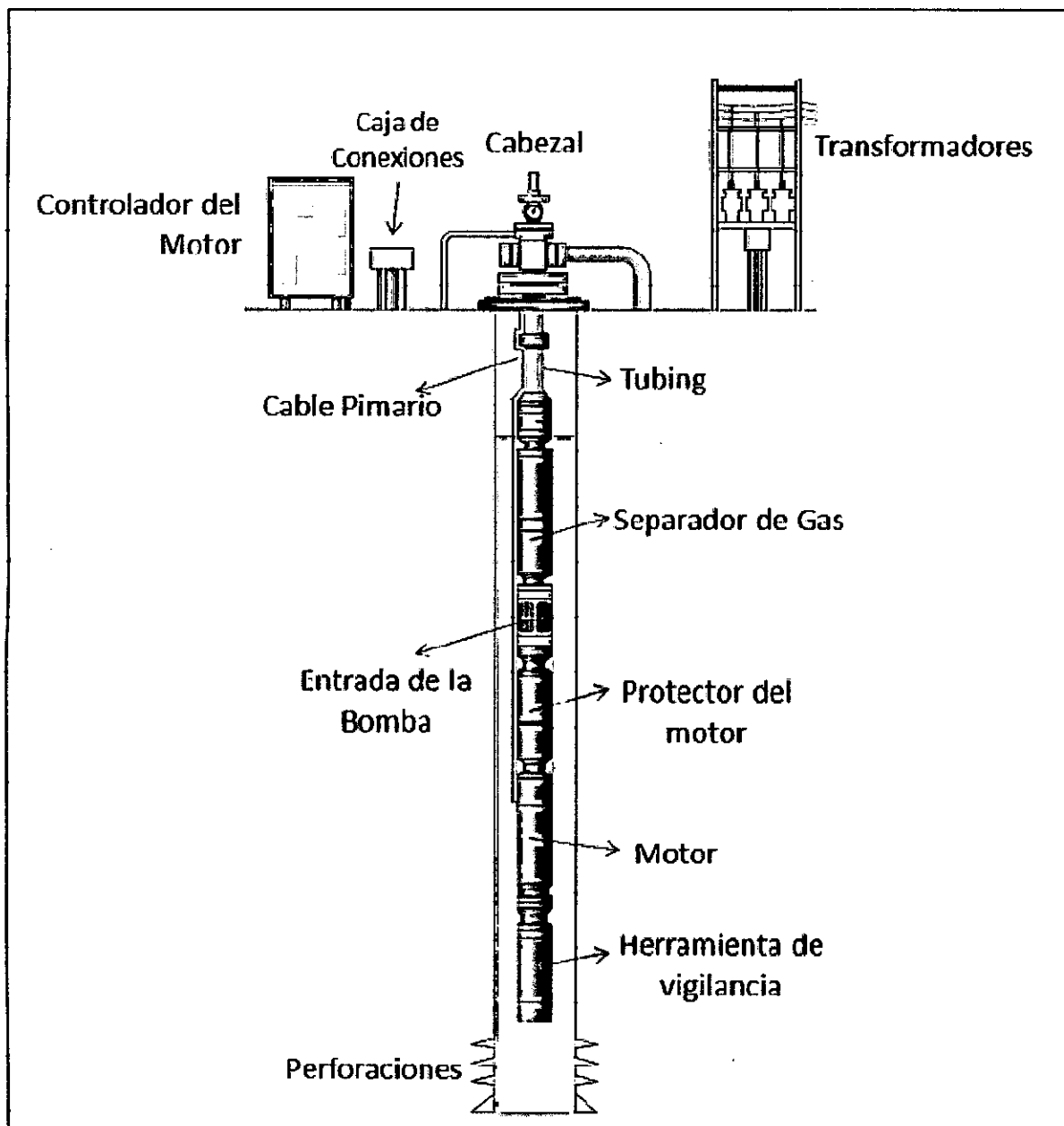


Figura 2.29. Sistema Típico de Bombeo Electrosumergible.

Fuente: Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles Problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento Artificial para un campo maduro.

2.3.3.5 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Permite alcanzar altos caudales de producción.
- Puede ser usada a bajas presiones de fondo.
- Puede operar confiablemente en pozos desviados y pozos costa afuera.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.

Desventajas:

- Las altas temperaturas afectan el aislamiento del cable y del motor.
- Tolerancia limitada con la arena.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociados al cable.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.

2.3.3.6 Problemas en el sistema BES

- Pozo bloqueado por gas: En un pozo que tiene alta relación Gas-Aceite se presenta una interferencia del gas libre con las primeras etapas de la bomba, lo que provoca el efecto de atascamiento, conocido como bloqueo de gas. Se produce cuando el gas llena completamente los pasajes de fluido de los impulsores y difusores bloqueando la entrada de fluido.
- Pozo con problemas de sólidos: Dependiendo de la cantidad, composición de la arena y de las condiciones de operación, los efectos serán más o menos evidentes y de acuerdo a esto será el tiempo que transcurra para darse cuenta de que se está produciendo un fluido con arena. La producción de sólidos causa desgaste excesivo cuando son absorbidos por la bomba. Ésta es una de las causas principales de la obturación y la falla de las bombas electro-sumergibles.

- **Sobredimensionamiento de la bomba:** Se presenta como un agotamiento del nivel de fluido, causando la detención automática de la bomba durante un cierto periodo para permitir que el fluido de yacimiento reingrese en el pozo. La repetición de esta secuencia de encendido y apagado que se conoce como funcionamiento cíclico, impone un esfuerzo enorme sobre el sistema ESP acortando su vida operativa y produciendo finalmente su falla.
- **Bomba con eje roto o bomba con eje atascado:** Durante la operación de un equipo BES es probable que el eje de la bomba se rompa por efecto de la alta torsión durante la operación o el arranque, producto de atascamientos debido a la precipitación de sólidos sobre los impulsores de la bomba. Los sólidos pueden ser arena u óxidos que se precipitan de la tubería sucia de producción.
- **Bomba desgastada:** Después de un tiempo de operación de la bomba existe un desgaste natural de la bomba y dependen de la forma como se diseñó y de las condiciones del yacimiento. Los desgastes de la bomba pueden ocurrir trabajando en la zona de empuje descendente (downthrust) o trabajando en la zona de empuje ascendente (upthrust).

2.3.3.7 Metodología de diseño de sistema por Bombeo Electrosumergible

El diseño de una instalación por bombeo electrosumergible implica el conocimiento de la mayor cantidad posible de información del pozo, con el fin de evitar que el diseño final quede sobredimensionado o bajodimensionado lo cual trae como consecuencia gastos innecesarios y mal funcionamiento de los componentes de la instalación.

A continuación se presenta una metodología básica para el diseño de una instalación por bombeo electrosumergible, la cual se presentó en varias etapas para un correcto entendimiento.

a. Información del pozo

- Tamaño de casing de producción.
- Tamaño de la tubería de producción.
- Profundidad del pozo (TVD).
- Intervalo de perforaciones.
- Presiones en cabeza (THP y CHP).
- Rata de producción.
- Corte de agua (Wc).
- Gravedad API del aceite.
- Relación gas-aceite (GOR).
- Presión estática del pozo al nivel de referencia.
- Temperatura en fondo (BHT).
- Nivel de sumergencia de la bomba.
- Viscosidad del aceite.
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad API del aceite.
- Gravedad específica del agua (SGw).
- Presión de burbuja del aceite (Pb).
- Viscosidad del aceite (μ o).
- Posibles problemas.
- Corrosión.
- Formación de escamas.
- Producción de arena.
- Depósitos de parafinas.

La proyección de producción depende del yacimiento y lo suministra el grupo de ingeniería de yacimientos de cada compañía operadora incluyendo los siguientes datos.

b. Parámetros de diseño

- Tasa de producción deseada.
- Profundidad de la bomba.
- Fuentes de energía disponibles.
- Frecuencia en superficie.

c. Capacidad de producción

Identificar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba o determinar la profundidad de asentamiento de la bomba a un rate de producción deseada. Se debe predecir según el comportamiento del pozo, teniendo en cuenta si se une el índice de productividad (IP), o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) según el tiempo de yacimiento.

d. Cálculos de gas

Para asegurarse si se debe instalar algún accesorio para manejo del gas se debe calcular la cantidad de gas presente en la entrada de la bomba (Intake), el cual puede generar bloqueos y ocasionar una baja eficiencia de la bomba para levantar el fluido a superficie. Esto se ocasiona debido a que el gas hace que la presión y la densidad del fluido varíen constantemente dentro del sistema.

Existen casos en los cuales no se conoce con certeza la relación gas-aceite. En este caso se pueden usar correlaciones que han sido desarrolladas para esta tarea. Una de las más usadas y aplicadas son las de Standing que sirven para determinar la relación gas-aceite y el factor volumétrico de formación:

- Relación entre gas-aceite en solución:

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P}{18} * \frac{10^{0.0125 \cdot API}}{10^{0.00091 \cdot T \cdot F}} \right)^{1.2048} \quad \text{Ecuación 2.43}$$

Dónde:

R_s = Relación gas-aceite en solución, scf/stb.

γ_g = Gravedad específica del gas.

P = Presión de burbuja, psia.

T = Temperatura del fondo del pozo, °F.

- Factor volumétrico de formación de aceite:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad \text{Ecuación 2.44}$$

$$F = \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} + 1.25T \quad \text{Ecuación 2.45}$$

Dónde:

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite, bbl/stb.

γ_g = Gravedad específica del gas.

γ_o = Gravedad específica del aceite.

T = Temperatura del fondo del pozo, °F.

- Factor volumétrico de formación de gas:

$$B_g = 5.04 \frac{ZT}{P} \quad \text{Ecuación 2.46}$$

Dónde:

B_g = Relación gas-aceite e, bbl/Mscf.

Z = Gravedad específica del gas.

P = Presión de sumergencia.

T = Temperatura del fondo del pozo, °F.

Se puede determinar el volumen de agua y de gas libre a partir de datos de producción cuando se conoce la relación gas- aceite (GOR) teniendo en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$\text{Gas Total} = \frac{\text{GOR} * \text{BOPD}}{1000} \text{ (MSCF)} \quad \text{Ecuación 2.47}$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento puede determinarse de la siguiente manera:

$$\text{Gas en Solución} = \frac{R_s * \text{BOPD}}{1000} \text{ (MCF)} \quad \text{Ecuación 2.48}$$

$$\text{Gas Libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en Solución} \quad \text{Ecuación 2.49}$$

Para el cálculo del volumen de aceite, de agua y de gas a la profundidad de asentamiento de la bomba se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_o = \text{BOPD} * \text{BO (BOPD)} \quad \text{Ecuación 2.50}$$

$$V_g = \text{Gas libre} * \text{Bg (BOPD)} \quad \text{Ecuación 2.51}$$

$$V_w = \text{BWPD} * \text{Bw (BWPD)} \quad \text{Ecuación 2.52}$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba será:

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad \text{Ecuación 2.53}$$

Cuando se realiza un diseño de un sistema electrosumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pasa a través de la bomba no sea superior al 10%. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente manera:

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{\text{Gas libre}}{V_t} * 100 \quad \text{Ecuación 2.54}$$

Cuando el porcentaje de gas libre es mayor a 10%, es indispensable instalar un separador de gas a cambio de la sección de entrada a la bomba estándar (intake). La cabeza dinámica total (TDH) corresponde a la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie; en general la ecuación para calcularla es la siguiente:

$$\text{TDH} = \text{LNV} + \text{Pf} + \text{THP} \quad \text{Ecuación 2.55}$$

Donde:

TDH = Cabeza Total Dinámica, pies.

LNV = Levantamiento Neto Vertical, pies.

Pf= Perdidas por fricción en el tubing, ver Anexo 7, pies.

THP = Cabeza requerida para que el fluido llegue a superficie, pies.

e. Selección de bomba electrosumergible

La selección de la bomba está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica total (TDH) y según las restricciones del tamaño del casing. La opción más económica normalmente se da eligiendo equipos de series grandes (diámetros grandes) las cuales serán restringidas por el diámetro del casing de producción. La bomba seleccionada deberá ser aquella en que el caudal teórico a extraer se encuentre entre los límites óptimos de trabajo de la misma y cerca de la máxima eficiencia. En caso de tener dos o más bombas que cumplan con este criterio, la selección final se basará en:

- a) Comparación de precios.
- b) Potencia requerida (de la cual depende el consumo y el precio del motor). Un ejemplo práctico es presentado en el Anexo 8.

f. Tamaño óptimo de los componentes

Una vez se haya seleccionado la bomba de un catálogo, se debe calcular el número de etapas, tamaño óptimo del motor, así como verificar las limitaciones del equipo.

$$\text{Total de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\text{cabeza por etapas}} \quad \text{Ecuación 2.56}$$

Para calcular la potencia requerida de la bomba seleccionada se utiliza la siguiente ecuación, tomando de las curvas de desempeño la potencia requerida por etapa de la bomba seleccionada:

$$\text{HP} = (\text{etapas. Totales}) * (\text{HP. por etapa}) \quad \text{Ecuación 2.57}$$

g. Selección del cable eléctrico

Para seleccionar el cable se debe tener en cuenta: tipo, tamaño y longitud. El tamaño depende de diferentes factores como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular, (ver Anexo 9). El cable debe ser seleccionado teniendo en cuenta el fluido del pozo y la temperatura, se debe seleccionar una armadura que pueda enfrentar las condiciones de operación ya sea por temperatura o por ambiente corrosivo. La profundidad del asentamiento determina la longitud del cable a utilizar. Normalmente se adicionan 100 o 200 pies más de cable, los que se utilizan para conectar el equipo de subsuelo con el equipo eléctrico de superficie.

h. Capacidad del equipo eléctrico

Es necesario calcular la potencia eléctrica que requieren estos equipos con el fin de seleccionar el que mejor se ajuste a las condiciones de operación de subsuelo.

$$KVA = \frac{Vs * Amp * \sqrt{3} * 1.1}{1000} \quad \text{Ecuación 2.58}$$

Dónde:

Vs = Voltaje requerido en superficie por el motor de la bomba, voltios.

Amp = Amperaje nominal del motor, amperios.

El voltaje en la superficie se calcula conociendo el voltaje de operación del motor y las pérdidas en el cable con la siguiente ecuación:

$$Vs = V_{oper} + \text{Pérdidas en el cable} \quad \text{Ecuación 2.59}$$

Dónde:

Las pérdidas en el cable se obtienen de graficas suministradas por los proveedores, y el voltaje de operación a la frecuencia de trabajo del equipo se calcula de la siguiente ecuación:

$$V_{oper} = \frac{Hz}{60} * V \text{ nominal} \quad \text{Ecuación 2.60}$$

2.3.4 Bombeo por cavidades progresivas

En 1979, se implementaron las bombas de cavidades progresivas en campos de crudo pesado y de alto corte de arena por parte de las industrias Canadienses. Una vez se obtuvieron los resultados esperados, se desarrollaron los sistemas completos de subsuelo y superficie. Este sistema se ha caracterizado por presentar un muy buen manejo tanto de crudos pesados y viscosos, como por una alta tolerancia al contenido de sólidos. Los sistemas de levantamiento por cavidades progresivas tienen características únicas, por los cuales pueden ser preferidos sobre otros métodos de levantamiento artificial.

Las bombas de cavidades progresivas³ (Progressive Cavity Pumping, PCP) están conformadas por un rotor, que es una varilla gruesa de metal de forma helicoidal que gira dentro de un estator, el cual, consiste de una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El estator está anclado a la tubería de producción, mientras que el rotor gira por el efecto del motor. (CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000, pp. 339-343).

2.3.4.1 Componentes del sistema PCP

El sistema de bombeo por cavidades progresivas está dividido en el equipo de superficie y el equipo de subsuelo.

2.3.4.2 Equipo de superficie

Es seleccionado de acuerdo a los requerimientos de potencia del sistema de subsuelo, del tipo de energía disponible, etc. Estos elementos son capaces de proveer una protección efectiva del sistema debido a que se puede determinar el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente. Se puede observar en la Figura 2.30.

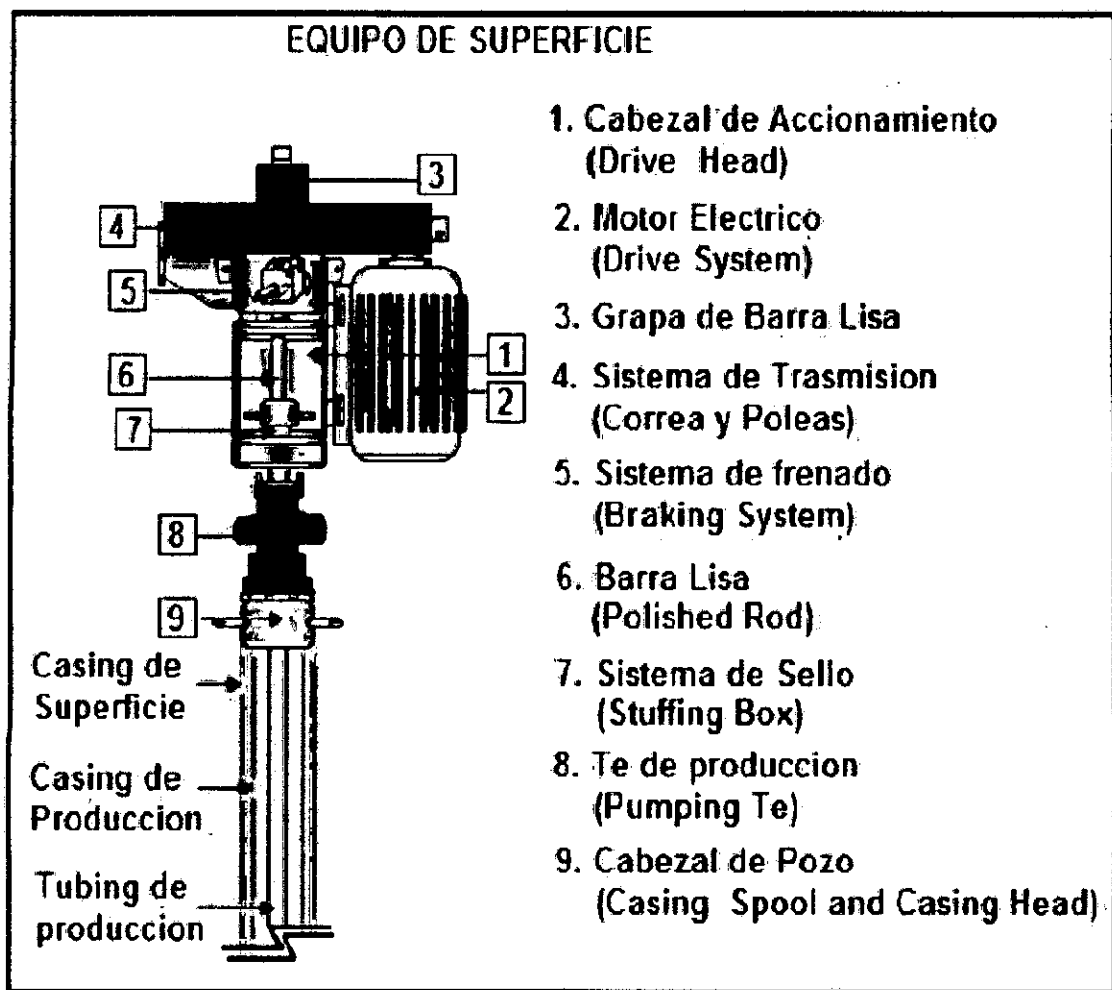


Figura 2.30. Componentes del equipo de superficie de PCP.

Fuente: CHAPARRO, Erwin. Efecto del corte de agua y la viscosidad del fluido de producción en la eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas. UIS. Tesis de Grado, 2008.

- a. **Variador de frecuencia:** Los variadores son dispositivos basados en el principio del limitador de torque, pero con opciones más avanzadas desde el punto de vista de software. Estos elementos son capaces de proveer una protección efectiva del sistema debido a que es posible determinar el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente.
- b. **Motor:** Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas pueden ser adaptados tanto a motores eléctricos como a motores de combustión interna. De ellos, el primero es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización.

- c. **Cabezal:** Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo. Consiste principalmente en un sistema de freno, un sistema de poleas y correas, y un Stuffing box o prensa estopa que sirve para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.
- d. **Sistema de Transmisión:** Es el encargado de transferir la energía desde el motor hasta el cabezal de rotación.
- e. **Barra Lisa:** Va ubicada al final de la sarta de varillas y está sostenida al cabezal de rotación por una grapa; su principal función es transmitir el movimiento de rotación del cabezal a la sarta de varillas y el rotor.
- f. **Te de Producción:** Es un dispositivo necesario en las instalaciones de bombas de cavidades progresivas, para dirigir el fluido de producción del tubing a la línea de producción de superficie.
- g. **Stuffing Box:** Es una caja de empaquetadura y se utiliza para evitar fuga de fluidos o gas.

2.3.4.3 Equipo de subsuelo

- a. **Varillas:** La sarta de varillas seleccionada debe estar en capacidad de soportar una cierta carga axial (peso aparente de la sarta y peso de la altura hidráulica) y de transmitir un torque determinado desde la superficie hasta el fondo del sistema, compuesto por la fuerza para levantar el líquido y los esfuerzos de fricción por el movimiento giratorio de las varillas.
- b. **Pin de Paro:** Su principal función es servir como punto de referencia para el espaciado del rotor dentro del estator durante la instalación del sistema.
- c. **Estator:** Parte exterior de la bomba. Son tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Dependiendo de la geometría de la bomba, estos elastómeros serán como hélices de dos o más lóbulos.

- d. Elastómeros:** Son la base del sistema PCP, de su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la bomba.
- e. Rotor:** El rotor está fabricado con acero de alta resistencia, diseñado en forma helicoidal y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión (cromo). En algunos casos se utiliza el acero inoxidable por ser altamente resistente a factores corrosivos o acidificantes.
- f. Ancla:** Debido al movimiento rotatorio del rotor, se corre un riesgo potencial de desenroscar la tubería de producción en cualquier punto susceptible de la misma, sobre todo en aquellas aplicaciones donde eventualmente se producen incrementos de torque.
- g. Tubería de Producción:** Está formada por un conjunto de tubos que transportan el fluido proveniente de la formación, desde el fondo del pozo hasta la superficie y al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de varillas.

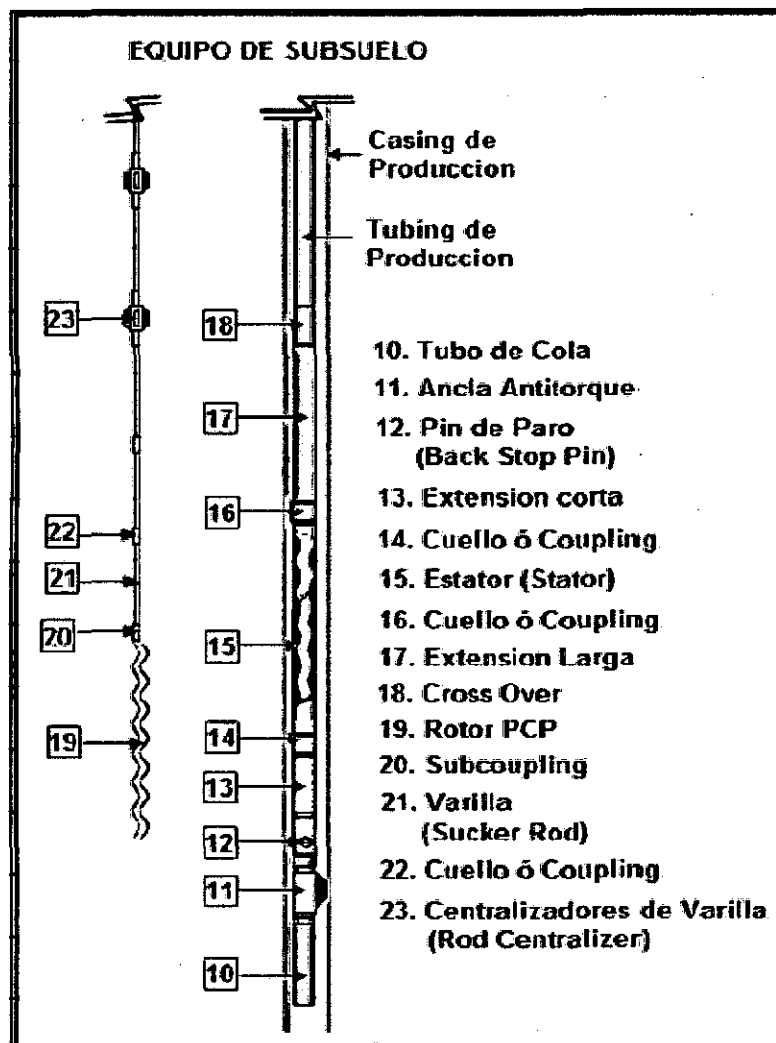


Figura 2.31. Partes del Equipo de Subsuelo del Sistema PCP.
Fuente: CHAPARRO, Erwin. Proyecto de grado, 2008. Efecto del corte de agua y la viscosidad del fluido de producción en la eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas.

2.3.4.4 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Diseño simple de dos piezas.
- Excelente para crudo viscoso.
- Resistente a abrasivos y sólidos.
- No existe bloqueo por gas o fluido emulsionado.
- Gravedades de crudo desde 5 a 42° API.
- Bajos costos de energía.
- El equipo de superficie es de pequeñas dimensiones.

Desventajas:

- Sensible a sobre presiones.
- Restringido en caudal (Debe ser menor de 5000 bpd).
- Restringido en profundidad de asentamiento (Menor a 6500 pies).
- Temperatura de operación limitada (Máximo 350 °F).
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.

2.3.4.5 Problemas en el sistema PCP

En la mayoría de los casos, los sistemas PCP, son sencillos de instalar y mantener. Si se realiza una correcta selección e instalación y se hace un seguimiento frecuente, las posibilidades de fallas se reducen notablemente, y si este caso se presenta el diagnóstico será sencillo al conocer las condiciones de operación del equipo y las variables de producción del pozo.

Los problemas frecuentes en el sistema de bombeo por cavidades progresivas se dan por fallas mecánicas o errores humanos al diseñar el sistema, también es importante señalar que el levantamiento sólidos son un gran problema ya que producen rotura en las varillas y su deposición tanto en la bomba como en el fondo del pozo produciendo una disminución en la producción.

Entre los problemas se tienen:

- Falla de energía eléctrica.
- Motor quemado.
- Inversión en las fases.
- Problemas con las correas.
- Polea suelta.
- Caja reductora dañada.
- Problemas en el cabezal.
- Problemas en las válvulas.
- Atascamiento de las varillas.
- Problemas en el elastómero.
- Problemas con el rotor.
- Presencia de arena.

2.3.4.6 Nomenclatura de Bombas PCP

A continuación se presenta la nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo más conocidas en la industria.

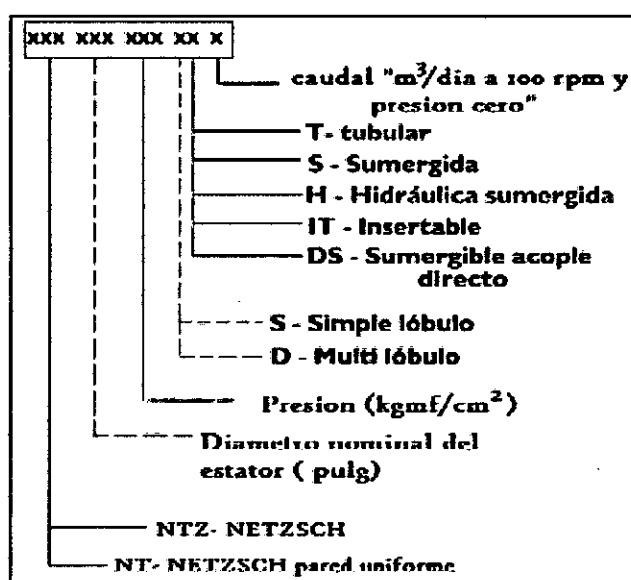


Figura 2.32. Nomenclatura de las Bombas de Cavidades Progresivas.
Fuente: NETZSCH. Manual de Sistemas PCP. 2004, p. 12.

2.3.4.7 Metodología de diseño de sistema por cavidades progresivas

a. Objetivos generales del diseño del sistema de bombeo por cavidades progresivas

La finalidad del diseño es determinar el tamaño óptimo de los componentes, así mismo evaluar los esfuerzos que se puede presentar en la instalación de acuerdo a las características del pozo. Los objetivos principales del diseño son:

- Selección de la bomba de cavidades progresivas.
- Velocidad de la bomba de acuerdo a la tasa a producir.
- Potencia consumida por la bomba.
- Torque generado por la bomba.
- Selección de la sarta de varillas.
- Esfuerzos axiales y Tensiones de la sarta de varillas.

A continuación se hace una descripción de los pasos necesarios para realizar el diseño, asumiendo el conocimiento de la información del pozo, tales como: estado mecánico, propiedades del fluido e información de producción.

b. Información del Pozo

- Tamaño de casing de producción.
- Tamaño de la tubería de producción.
- Profundidad del pozo (TVD).
- Intervalo de perforaciones.
- Presiones en cabeza (THP y CHP).
- Rata de producción.
- Corte de agua (Wc).
- Gravedad API del aceite.
- Relación gas-aceite (GOR).
- Presión estática del pozo al nivel de referencia.
- Temperatura en fondo (BHT).
- Nivel de sumergencia de la bomba.

- Viscosidad del aceite.
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad API del aceite.
- Gravedad específica del agua (SGw).
- Presión de burbuja del aceite (Pb).

La tasa teórica a producir será una función del tipo de yacimiento y la capacidad máxima (AOF) que el pozo pueda aportar.

c. Parámetros de Diseño

- Profundidad de la bomba.
- Tasa de Fluido a Producir.

d. Presión de Entrada a la Bomba

$$PIP = P_{wf} - 0.433 * G E_f * (MPP - \text{Prof. Bomba})$$

Ecuación 2.61

Dónde:

PIP = Presión de Entrada a la bomba, psi.

P_{wf} = Presión de fondo al caudal deseado, psi.

G E_f = Gravedad específica del fluido.

MPP = Punto medio de perforaciones, pies.

Prof. Bomba = Profundidad de la bomba, pies.

e. Nivel Dinámico del Fluido

$$N_d = \text{Prof. Bomba} - \frac{PIP}{0.433 * G E_f}$$

Ecuación 2.62

Dónde:

N_d = Nivel dinámico del fluido, pies.

PIP = Presión de entrada a la Bomba, psi.

G E_f = Gravedad específica del fluido.

f. Cabeza Dinámica Total (TDH)

$$TDH = WHP + P_{\text{nivel}} + P_{\text{fricción}}$$

Ecuación 2.63

Dónde:

WHP = Presión en cabeza de pozo, psi.

P_{nivel} = Presión @ nivel dinámico del fluido, psi.

P_{fricción} = Pérdidas por fricción en el tubing, psi.

Las pérdidas por fricción en el tubing son función de la viscosidad del fluido y el diámetro interno del tubing. Para fluidos que presentan un alto corte de agua (WOR) estas pérdidas por fricción son aproximadamente iguales a 0.

g. Selección de la bomba PCP

La selección de la Bomba PCP se realiza de los catálogos proporcionados por los fabricantes de acuerdo a la tasa a producir, teniendo en cuenta el diámetro interno del casing y la profundidad máxima de la bomba, ver Anexo 10. Entre los más importantes fabricantes de bombas PCP tenemos: KUDU de fabricación canadiense, Moyno, Netzsch y Weatherford.

h. Velocidad de bombeo operacional

$$\text{Ve. Oper} = \text{Tasa de diseño} * \left(\frac{100 \text{ RPM}}{\text{Tasa teórica de la bomba}} \right) * e \quad \text{Ecuación 2.64}$$

Dónde:

Tasa Teórica de la bomba = Tasa a 100 rpm, de acuerdo al catálogo, bbl.

e = Eficiencia de la bomba PCP, aproximadamente 0.8.

i. Potencia consumida por la bomba

$$\text{Potencia} = 1.57 \times 10^{-5} - \text{TDH} * \text{Tasa de diseño} \quad \text{Ecuación 2.65}$$

Dónde:

Potencia = Potencia de la Bomba, hp.

TDH = Cabeza Dinámica Total, psi.

j. Torque hidráulico generado

$$TH = 5252 * \frac{\text{Potencia}}{Ve.oper}$$

Ecuación 2.66

Donde:

Ve .oper = Velocidad de operación, rpm.

Potencia= Potencia requerida en superficie, hp.

k. Selección de la sarta de varillas

Se debe seleccionar un tamaño de sarta de varillas API, la cual transmitirá el movimiento rotacional del rotor.

Cuadro 2.2. Tamaños de Varillas Utilizadas en (PCP).

Tamaño	Peso(lb/pie)	Diámetro (pulg)	Área (pulg2)
5/8"	1.13	0.625	0.31
3/4"	1.63	0.75	0.44
7/8"	2.22	0.875	0.6
1"	2.9	1	0.79
1 1/8"	3.67	1.125	0.99

Fuente: Manual Tenaris. Asistencia Técnica Varillas de Bombeo, 2004, p. 50.

El tamaño de sarta seleccionada debe ser evaluado para determinar, si la sarta seleccionada estará sobrecargada, con el fin de evitar que se presenten rupturas cuando el equipo se encuentre en operación.

l. Cálculo de Esfuerzos Axiales

a) Debido al peso de las varillas.

b) Debido al efecto de la impulsión sobre la bomba.

$$F1 = \text{Prof. Bomba} * Wrod$$

Ecuación 2.67

$$F2 = \Delta P * Arod$$

Ecuación 2.68

$$Ft = F1 + F2$$

Ecuación 2.69

Dónde:

F1 = Esfuerzo de la sarta debido al peso de las varillas, lbs.

F2 = Esfuerzo de la sarta debido al efecto de la impulsión, lbs.

Ft = Esfuerzo total en la sarta, lbs.

m. Tensiones de la sarta de varillas api

Se presentan dos tipos de tensiones:

a) Tensión a la Tracción

b) Tensión a la Torsión

$$\sigma = \frac{F_t}{A_{rod}} \quad \text{Ecuación 2.70}$$

$$T = \frac{192 * Th * Diam.rod}{\pi * Diam.rod^4} \quad \text{Ecuación 2.71}$$

$$T \text{ combinada} = \sqrt{\sigma^4 + 4T^2} \quad \text{Ecuación 2.72}$$

Esta combinada T, será comparada con la tensión máxima permisible del grado de la sarta seleccionada con el fin de verificar que la sarta no se encuentre sobretensionada, si la tensión combinada es mayor a la tensión máxima permisible, entonces será necesario cambiar a otra sarta de varillas, ya sea aumentando su tamaño o seleccionando un grado mayor de la sarta.

2.3.5 Bombeo hidráulico

En el bombeo hidráulico la potencia es transmitida mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería, este fluido conocido como fluido motriz, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como energía en el fluido producido que es llevado a la superficie.

Existen dos tipos de bombas hidráulicas: las bombas de chorro o también conocidas como “Jet Pumps” y bombas tipo pistón también conocidas como bombas alternadas con desplazamiento positivo o “Positive Displacement Pump”.

En las bombas de chorro o tipo jet, la energía es transmitida por la tubería de producción y entra en la tobera de la bomba hasta en la parte inferior del pozo en la boquilla donde se convierte la energía de presión en energía cinética y por medio de un difusor se controla la velocidad e incrementa la presión para que los fluidos a su vez lleguen a la superficie.

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un sistema integrado de equipo superficial (motor y bomba reciprocante) acoplado a una tubería conectada al pozo; este equipo transmite potencia a una unidad instalada a una determinada profundidad mediante acción hidráulica. El flujo del fluido motriz acciona este equipo subsuperficial, consistente de una bomba y un motor como elementos principales que impulsan el fluido de la formación a la superficie, manteniéndoles una presión adecuada. (BROWN, Kermit. The technology of artificial lift method. Volumen 2b. Capítulo 5: Hydraulic Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980, pp. 357 - 411).

2.3.5.1 Componentes del sistema de Bombeo hidráulico

Cuadro 2.3. Componentes básicos del sistema por bombeo hidráulico.

Equipo de Superficie	Equipo de Subsuelo
Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores. Bombas de Superficie. Múltiples de Control. Válvula de Control. Lubricador.	Sistema de fluido de potencia o motriz. Sistema de fluido abierto o sistema de fluido cerrado. Bombas hidráulicas tipo pistón o tipo jet.

Elaborado por: Autor.

2.3.5.2 Equipo de superficie

- Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores: Cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de los tanques de almacenamiento o de los oleoductos. Si se está produciendo en un sistema cerrado con un fluido de potencia, bien sea agua o petróleo, se debe disponer de un tanque de almacenamiento y equipos de control para limpieza de sólidos.
- Bomba múltiplex o triplex: son bombas de acción recíprocante, la bomba múltiplex consta de un terminal de potencia (cigüeñal, biela y engranajes) y de un terminal de fluido (pistones individuales con válvulas de retención a la entrada y a la descarga).
- Válvulas de control: usadas para regular y distribuir el suministro de fluido de potencia de uno o más pozos. La válvula de cuatro vías es la que permite diferentes procesos durante el bombeo.
- Múltiplex de control: se utiliza para dirigir los flujos a cada uno de los pozos, una válvula de presión regula constantemente la presión del flujo de potencia del múltiplex así como la cantidad del mismo que se necesita en cada pozo cuando se usa una bomba recíprocante.
- Lubricadores: es una pieza de la tubería extendida con una línea lateralmente para desviar el flujo cuando se baja o extrae la bomba del pozo.

2.3.5.3 Equipo de subsuelo

- **Arreglo de tubería:** permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones, tales como el insertador fijo, el entubado fijo, el de bomba libre tipo paralelo y el de bomba libre tipo entubado.
- **Bomba hidráulica de succión:** el principio de operación de las bombas hidráulicas reciprocantes es similar al de las bombas de cabillas en B.M., sólo que en una instalación de B.H. Tipo Pistón la cabilla se encuentra en el interior de la bomba.
- **Sistema de Fluido de Potencia:** El fluido de potencia transmite la potencia a la bomba de subsuelo y, a la vez, lubrica todas las partes móviles de la misma, y generalmente es petróleo crudo o agua.
 - a. **Sistema de fluido abierto:** Este sistema permite la mezcla en el fondo del pozo (a nivel de la bomba de subsuelo) del fluido de potencia y de los fluidos producidos por el pozo. Se aplica cuando las condiciones para un sistema cerrado no son funcionales ni operacionales. Los costos por operación y mantenimiento son menores que los correspondientes al sistema de fluido de potencia cerrado. Este es el sistema que se usa con mayor frecuencia.
 - b. **Sistema de fluido cerrado:** El fluido de potencia no se mezcla con el fluido del pozo, lo cual hace necesario el uso de tres tuberías en el fondo del pozo: una para inyectar el fluido de potencia, una de retorno del mismo y otra del fluido de producción. Este sistema no requiere de facilidades de superficie para su tratamiento, su mayor aplicación es en áreas cercanas a poblaciones y en plataformas marinas, donde generalmente se usa agua como fluido de potencia. Su aplicación está restringida al bombeo hidráulico tipo pistón.

2.3.5.4 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- La profundidad no es limitante para levantar grandes volúmenes, 500 B/D (79,49 m³/d) desde 1500 pies (4572 mts). Se ha instalado hasta 18.000 pies.
- Las perforaciones oblicuas representan mínimos problemas.
- No crea problemas en localidades urbanas.
- Las fuentes de energía pueden estar ubicadas en localidades remotas (puede usar gas y/o electricidad como fuente de energía).
- Es flexible, usualmente puede equiparar el desplazamiento con la capacidad del pozo cuando el mismo comienza a declinar.
- Las bombas de subsuelo pueden ser extraídas con facilidad en sistemas libres, sin necesidad de cabria o equipo de guaya.
- Puede bombear pozos que tengan baja presión.
- Es aplicable a completaciones múltiples e instalaciones Costa Afuera.
- En los sistemas cerrados se puede inhibir la corrosión.
- La caja de engranaje ajustable para triplex ofrece más flexibilidad.
- Mezclando fluidos de potencia con crudos pesados o extrapesados se puede reducir la viscosidad de los últimos.
- El tamaño de la bomba así como su velocidad pueden ser cambiados fácilmente, manteniendo las condiciones del pozo.
- Es posible subir la bomba hasta la superficie sin remover la tubería de producción.
- Una estación central en superficie es capaz de manejar varios pozos.
- El B.H. es más flexible para adaptarse a cambios con respecto a la tasa de producción.
- Las bombas hidráulicas son utilizadas exitosamente en pozos direccionales.
- Una bomba hidráulica con pistón tiene una mejor eficiencia a grandes profundidades que una bomba que emplee cabillas, ya que no existe el estiramiento de las mismas.
- Las bombas de desplazamiento positivo son capaces de bombear profundidades de 5181.6 m y las bombas de chorro se limitan a 2743.2 m.
- Las bombas de chorro pueden incluso ser utilizadas en las líneas de flujo.
- Las bombas de chorro, pueden producir sólidos.
- Las bombas de desplazamiento positivo pueden producir aceites viscosos.

- Los inhibidores de corrosión pueden ser inyectados en el fluido de energía para el control de la corrosión.
- Tolerancia a relaciones gas-liquido relativamente altas aproximadamente 3000 Scf/bbl.

Desventajas:

- La producción de los sólidos es dificultosa.
- Los costos de operación pueden llegar a ser altos.
- Los sistemas de potencia que emplean petróleo como fluido de trabajo constituyen un riesgo de incendio.
- Las altas temperaturas pueden causar fallas en las empacaduras.
- Se necesita un gran inventario de crudos livianos en los sistemas de potencia, lo que disminuye su aprovechamiento.
- Generalmente es sensible a las concentraciones de gas, que normalmente no es venteado.
- Las instalaciones venteadas son más costosas, ya que necesitan tubería adicional.
- Realizar tratamientos para quitar escamas debajo de la empacadura es dificultoso.
- No es sencillo para el personal de campo diagnosticar y corregir fallas con prontitud.
- Es difícil obtener pruebas válidas de pozos cuando estos poseen bajos volúmenes de producción.
- Alta inversión inicial. Se requieren equipos de alta presión, líneas para los fluidos de potencia, bomba triplex, filtros para el tratamiento de fluidos de potencia y cabezales en los pozos. Además la tubería debe ser de diámetro lo suficientemente grande y resistente para soportar altas presiones.
- Se requiere todo un tratamiento para acondicionar al fluido motriz.
- El mantenimiento de los equipos para altas presiones en la superficie es altamente costoso. Adicionalmente, las altas presiones en superficie representan un riesgo para la seguridad de las zonas urbanas cercanas.
- Las altas RGL en la entrada de la bomba afectan la eficiencia de la misma.
- Para algunas instalaciones es necesario dos sarts de tuberías.
- Presentan problemas en el tratamiento del agua usada como fluido de potencia.
- Presentan pérdidas de potencia debido a fallas en los equipos de superficie.
- En pozos desviados pueden presentar problemas.

- Las bombas de chorro suelen tener menos eficiencia que las bombas de desplazamiento positivo y mayores costos de energía.
- Las bombas de desplazamiento positivo requieren un mayor mantenimiento que las bombas de chorro ya que la bomba debe ser revisado diariamente.
- La bomba tipo jet requiere de cierto grado de sumergencia en el fluido de producción.

2.3.5.5 Bombas hidráulicas tipo pistón

El bombeo hidráulico tipo pistón se caracteriza por tener como su nombre lo indica, un pistón y dos válvulas check, este pistón es de movimiento positivo, para desarrollar altas presiones, mediante la aplicación de una fuerza por medio de varillas, estas bombas pueden ser de simple acción o de doble acción. (CHOLET, Henri. Well Production. Paris.Technip, 2000, p. 359).

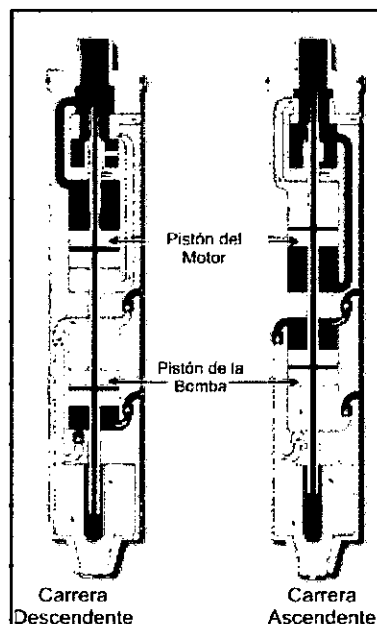


Figura 2.33. Bomba Hidráulica Tipo Pistón.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.

2.3.5.6 Bombeo hidráulico tipo jet

La bomba hidráulica tipo jet es el método técnicamente más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial. El sistema consta de una bomba tipo venturi, la cual consta de una boquilla, una garanta y un difusor. Esta bomba puede ser instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo. (BROWN, Kermit. The technology of artificial lift method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980, pp. 453-475).

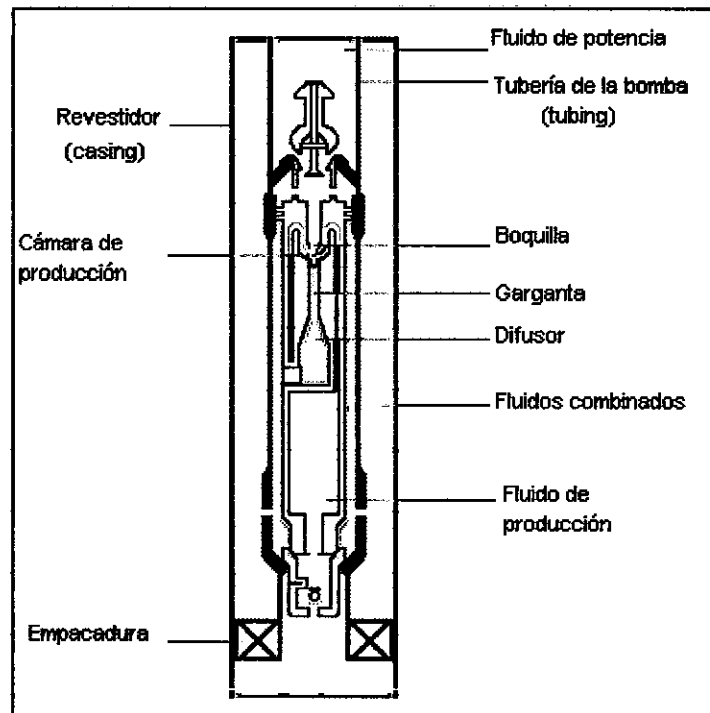


Figura 2.34. Esquema de la bomba Jet.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.

a. Funcionamiento de la Bomba Jet

La boquilla, la garganta y el difusor, como se puede observar claramente en la figura anterior, el fluido de potencia o fluido motriz entra a la bomba por la parte superior de la misma, inyectado por el "tubing" o tubería que contiene la bomba, luego el fluido pasa a través de la boquilla en forma de tobera, donde toda la presión del fluido es convertida en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual está conectada con la formación. La mezcla que sale de la garganta tiene suficiente potencial como para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Mucho de este potencial permanece en forma de energía cinética, y es por esta razón, que la mezcla se hace pasar a través de una sección final de operación que es un difusor cuidadosamente diseñado, que proporciona un área de expansión para convertir la energía cinética restante, en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido, permitiéndole así fluir hasta la superficie.

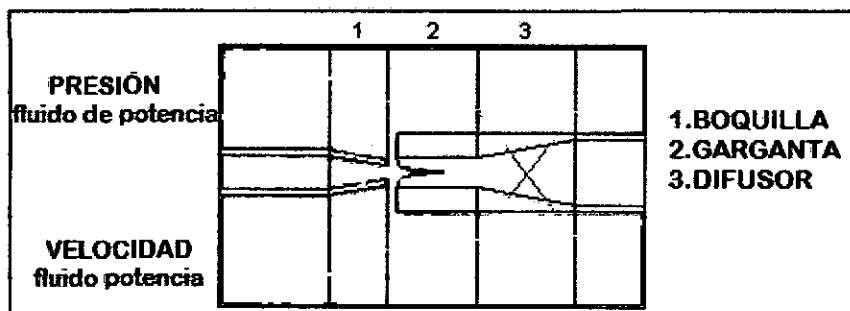


Figura 2.35. Intercambio de momento en la bomba jet.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.

b. Tipos de bombas hidráulica jet

- **Bomba Fija:** Este sistema consta de un pasaje para ventear el gas por medio de la región anular que está entre la tubería y el revestidor; para aprovechar esto la bomba se instala por debajo de las perforaciones.

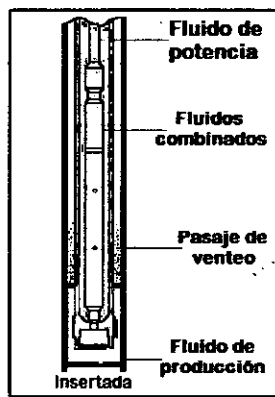


Figura 2.36. Instalación de la Bomba Fija.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.

- **Bomba Libre:** Estas instalaciones permiten que la bomba circule hacia el fondo y retorne hasta la superficie para repararla o bien para cambiar su tamaño. Estos ensamblajes consisten en la combinación de anclaje, zapata y uno o más sellos que se utilizan para recibir y anclar la bomba. La instalación de este tipo de bomba se realiza colocando primero el sello en el fondo del pozo, luego se coloca la válvula fija mediante un equipo de guaya fina, por debajo de la bomba en la zapata de anclaje.

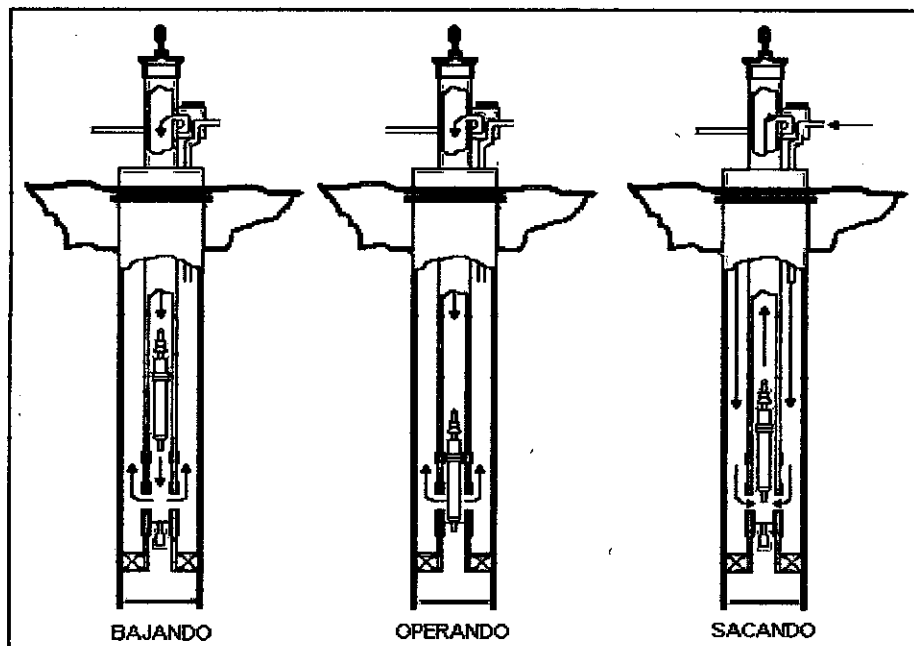


Figura 2.37. Ciclo de la Bomba Libre.

Fuente: RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.

c. Ventajas y desventajas de bombeo hidráulico tipo jet

Cuadro 2.4. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Manejo de una gran variedad de tasas de producción.• No tiene problemas en pozos tortuosos o desviados.• Se puede calentar el fluido motriz.• Se puede inyectar químicos al pozo.• Costo de reemplazo de las bombas relativamente bajos.• La arena no afecta este sistema, ya que no tiene partes móviles, por lo tanto no hay abrasión.	<ul style="list-style-type: none">• Cuando hay bajas presiones a la entrada de la bomba, esta tiende a la cavitación.• Requiere de sistemas de contingencia para las facilidades en superficie.• No recomendable aplicar en pozos con alta relación gas aceite.• Baja eficiencia volumétrica (30 a 35%)• Requiere de cierto grado de sumergencia en el fluido de producción.• Las instalaciones en superficie presentan mayores riesgos por presencia de altas presiones.

Elaborado por: Autor.

2.3.5.7 Metodología de diseño de Sistemas por Bombeo Hidráulico tipo Jet

La clave en el éxito de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo Jet radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema. (BROWN, Kermit. The technology of artificial lift method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company 1980, pp. 462-479).

a. Objetivos del diseño

- Encontrar el número y área de la cámara de mezclado de la bomba de subsuelo (selección de la bomba adecuada).
- Tasa de fluido de potencia a condiciones superficiales.
- Potencia de la bomba en superficie.

b. Información del pozo

- Profundidad del pozo (TVD)
- Tamaño de casing de producción
- Tamaño de la tubería de producción
- Presiones en cabeza (THP y CHP)
- Tasa de producción
- Corte de agua (Wc)
- Relación Gas-Aceite (GOR)
- Presión estática del pozo al nivel de referencia
- Temperatura en fondo (BHT)
- Viscosidad del aceite
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua (SGw)
- Gravedad específica del fluido de potencia
- Presión de burbuja del aceite (Pb)

La tasa teórica a producir será una función del tipo de yacimiento y la capacidad máxima (AOF) que el pozo pueda aportar

c. Parámetros de diseño

- Profundidad de la bomba
- Tasa de fluido a producir
- Selección del fluido de potencia
- Presión de operación del fluido de potencia

d. Tasa de inyección de fluido de potencia

$$QI = \frac{Q \text{ deseado}}{M}$$

Ecuación 2.73

Dónde:

QI = Tasa de inyección del fluido de potencia, bbl/d.

Q deseado = Tasa de fluido a producir, bbl/d.

M = Relación adimensional de flujo, aprox =0,5.

e. Pérdidas por fricción en la tubería de inyección

Las pérdidas por fricción dependen del diámetro interno del tubing, así mismo del tipo de fluido de potencia seleccionado que puede ser agua o aceite. De acuerdo a esto es necesario calcular la viscosidad del fluido en función de la temperatura y la gravedad API, ver los Anexo 11 y 12.

$$F1 = \frac{1.045 \times 10^{-6} \cdot \text{GEP} \cdot v1 \cdot Q1 \cdot \text{Prof.bomba}}{\text{dit}^{4.79}} \quad \text{Ecuación 2.74}$$

Dónde:

F1 = Pérdidas por fricción en la tubería de Inyección, psi.

v1= Viscosidad del fluido de potencia, cstokes.

GEP= Gravedad especifica del fluido de potencia.

dit = Diámetro interior del tubing, pulg.

f. Presión de entrada a la bomba jet

$$P1 = \text{Prof. Bomba} \cdot G1 - F1 + Ps \quad \text{Ecuación 2.75}$$

Dónde:

P1= Presión de entrada a la boquilla (bomba), psi.

G1 = Gradiente del fluido de potencia, psi/pie.

Ps = Presión de operación del fluido de potencia, psi.

g. Tasa de descarga de la bomba

$$Q2 = Q1 + Q \text{ deseado} \quad \text{Ecuación 2.76}$$

Dónde:

Q2 = Tasa de descarga de la bomba a través del anular, bbl/d.

Q1= Tasa de inyección del fluido de potencia, bbl/d.

h. Presión de descarga de la bomba

$$P2 = \text{Prof. Bomba} \cdot G2 + F2 + Pwh \quad \text{Ecuación 2.77}$$

Dónde:

P2 = Presión de descarga en el anular, psi.

G2 = Gradiente del fluido (fluido de potencia + fluido del pozo), psi/pie.

Pwh = Presión en cabeza del pozo, psi.

F2 = Pérdida de fricción en el anular.

i. Presión de succión de la bomba

$$P_3 = P_{\text{static}} - \frac{Q \text{ deseado}}{IP} \quad \text{Ecuación 2.78}$$

Dónde:

P3 = Presión de succión de la bomba, psi.

IP = Índice de productividad del pozo, bbl/d/psi.

Pstatic = Presión estática del pozo, psi.

j. Designación de las bombas hidráulicas tipo jet

Los fabricantes de bombas utilizan como designación general la que aparece en la siguiente tabla.

Cuadro 2.5. Designación de Bombas Jet.

Geometría	Tamaño Boquilla	Tamaño de la Garganta
NA	N	N
NB	N	N+1
NC	N	N+2
ND	N	N+3
NE	N	N+4

Fuente: Manual de Bombas Kobe.

Dónde:

N= número de la bomba en el catalogo

A modo de ejemplo:

- Una geometría (9 A) tiene como valor de la boquilla “9” y garganta tiene como valor “9”.
- Una geometría (9 B) tiene como valor de la boquilla “9” y garganta tiene como valor “10”.

Las configuraciones de estas bombas hidráulicas pueden verse en el Anexo 13.

2.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales presentados anteriormente son los más empleados alrededor del mundo, debido principalmente al conocimiento que se tiene de su funcionamiento, la experiencia que se cuenta para su diseño y operación, y la relativa facilidad con que se consiguen en el mercado las unidades y repuestos utilizados. Sin embargo por las diversas condiciones que se pueden presentar en un campo, se han realizado variaciones a los sistemas de levantamiento artificial convencionales con el fin de aumentar la eficiencia al momento de aplicar estos a un campo en particular. Por lo anterior se han desarrollado los sistemas de levantamiento artificial no convencionales que buscan adaptarse a condiciones donde los sistemas convencionales se ven limitados. Así como los sistemas combinados buscan complementar las desventajas de un método con las fortalezas de otro buscando optimizar la eficiencia en la operación de la extracción de crudo.

A continuación se presenta una descripción de los sistemas no convencionales: Plunger lift, Chamber lift y Recoil, así como también de sistemas combinados: ESPCP y ESP con gas Lift.

2.4.1 Plunger Lift

2.4.1.1 Descripción del sistema

El principio de funcionamiento del Plunger Lift está fundamentado básicamente en el movimiento de un pistón libre que actúa como una interface mecánica entre el gas de formación y el líquido producido aumentando la eficiencia del pozo. La principal operación de estos sistemas está basada en la hipótesis de que los pozos no poseen empaques y tienen comunicación entre el tubing y el casing en la parte inferior de la sarta de producción. Esta consideración no es excluyente para la utilización del sistema Plunger Lift, pero su no cumplimiento requiere de análisis especiales.

La operación del sistema se inicia con el cierre en la línea de producción mediante una válvula motora, accionada por un controlador automático programable, permitiendo que el gas de formación se acumule en el espacio anular por segregación natural. Después de que la presión del anular aumenta hasta un cierto valor, se abre la línea de producción.

La rápida transferencia de gas desde el casing al tubing, en adición al gas de formación, crea una alta velocidad instantánea que provoca un salto de presión entre el pistón y el líquido. El pistón debe viajar desde el fondo de la tubería (Niple de Asiento) hasta la superficie, elevando una determinada cantidad de líquido en cada carrera ascendente, para luego volver a descender completando un ciclo (Figura 2.38). Sin esta interface mecánica, sólo sería elevada una porción del líquido.

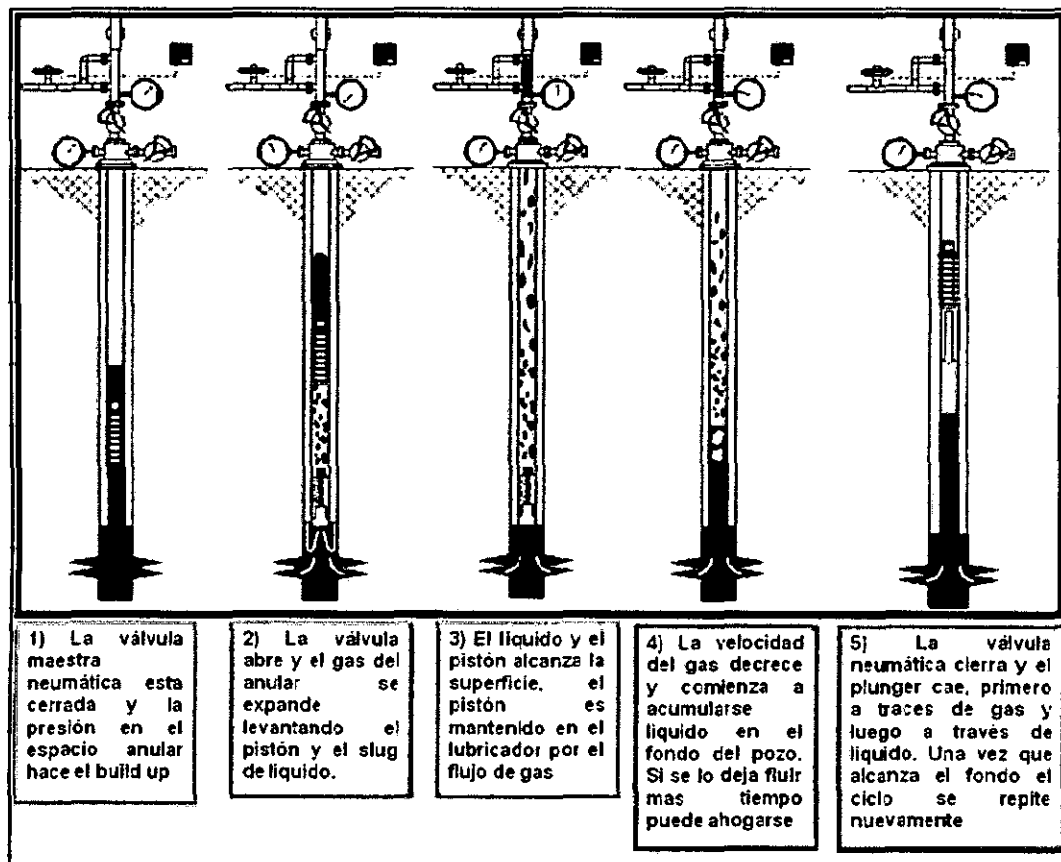


Figura 2.38. Esquema de un ciclo con Plunger lift.

Fuente: BIZZOTO, Pablo y DE MARZIO, Luciana. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger lift en el yacimiento cerro dragón. Pan American Energy. 2001.

El Plunger Lift es un sistema de extracción el cual, en su versión autónoma, aprovecha la energía propia del yacimiento para producir petróleo y gas. Cuando no se dispone en el pozo productor, de la energía suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a presión, esta última aplicación se conoce como versión asistida del Plunger Lift (figura 2.39).

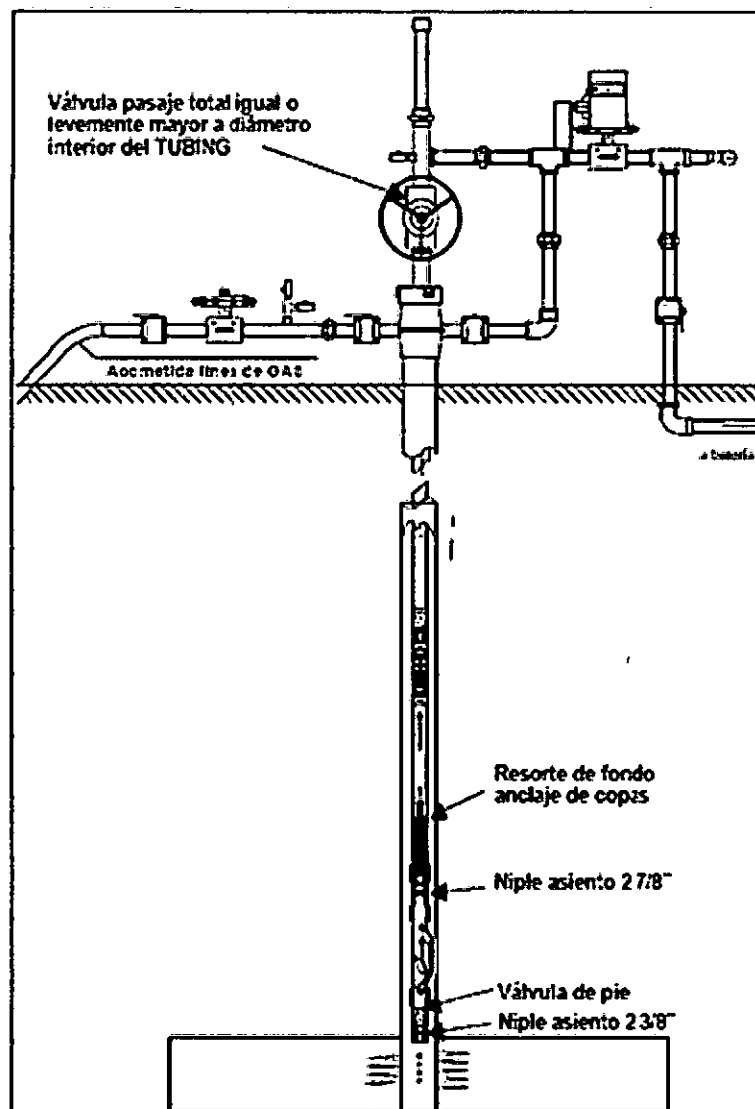


Figura 2.39. Esquema de Plunger lift asistido.

Fuente: ALBA, Mario. Evaluación del sistema Plunger Lift en el Lote X. Congreso Peruano de Petróleo. INGEPET 99 EXPL-6-MA-13. 1999.

2.4.1.2 Componentes del sistema de Plunger lift

a) Equipo de superficie

- **Controlador:** Puede ser de diferentes tipos. La tarea principal es abrir o cerrar la válvula maestra. Esto permite el control de las presiones del pozo y la remoción efectiva del fluido.
- **Válvula Maestra:** Son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción y la inyección (en los pozos asistidos) y son operadas por el controlador. Como accesorios de las válvulas se incluye un conjunto de separación y regulación para que el gas de instrumentos tenga la calidad y presión adecuada.
- **Lubricador:** Es el elemento que amortigua la llegada del pistón a superficie. Consiste básicamente de un resorte, una placa de tope y una tapa removible para la inspección del resorte. Normalmente lleva incorporado un sensor de arribos de pistón y un “cácher” de bola o leva con resorte, que atrapa el pistón para su cambio o por necesidad operativa. Se instala directamente sobre la válvula maestra.
- **Pistón:** Es el dispositivo que viaja libremente desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual forma una interface mecánica entre la fase de gas y la fase de fluido en el pozo. Existen varios tipos de pistón, que operan con el mismo principio básico. Las variaciones van dirigidas a la eficiencia del sello y la fricción. La función principal del pistón no es formar un sello hidráulico, sino una gran burbuja o bolsa de gas que empuja el colchón de líquido.

b) Equipo de subsuelo

- **Resorte de Fondo (Bumper Spring):** Este resorte va sobre el tope o cámara de válvula fija para actuar como amortiguador cuando el pistón llega al fondo. Cuenta con un cuello de pesca para su recuperación con equipo de Wireline.
- **Tope de Fondo:** Es el tope para el resorte, el cual puede ser cualquiera de los dos elementos siguientes:

1. Tope collar (Collar Lock)
2. Tope de la tubería (Tubing Stop)
3. Válvula de pie (standing valve):

Un esquema de la instalación de Plunger lift se observa en la figura 2.40.

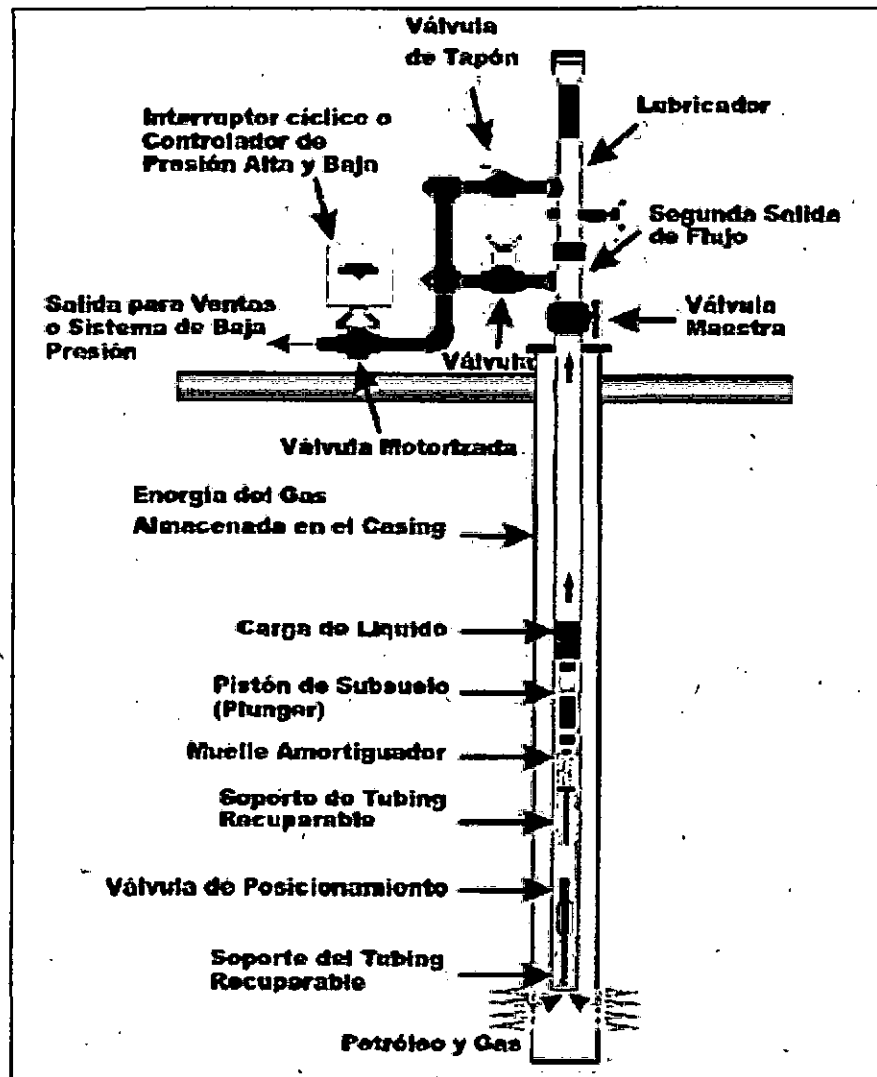


Figura 2.40. Esquema típico de Plunger lift.

Fuente: MUÑOZ, Álvaro. Y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Tesis de grado. 2007.

2.4.1.3 Instalaciones utilizadas en Plunger lift

Dependen fundamentalmente de la cantidad de intervalos perforados, de la energía del yacimiento y si la cantidad de gas producido por el pozo es suficiente o no para elevar el pistón y fluido hasta la superficie. Las instalaciones de Plunger Lift pueden clasificarse en tres tipos:

- **Plunger lift convencional sin empaque ni válvulas de gas Lift:** Es la instalación más común, aplicable a pozos con suficiente gas de formación para elevar el fluido. La ventaja de no usar empaque es que el anular tiene un buen espacio para almacenar gas suficiente para impulsar el pistón y el líquido encima de él hasta la superficie, ayudando así a los pozos con baja productividad. Sin embargo, en caso de necesitar inyección intermitente de gas dentro del casing esto provocará una contrapresión a la formación reduciendo el flujo de petróleo al pozo.
- **Plunger lift con empaque, válvula de pie con retención y válvulas de gas Lift:** Esta instalación es utilizada en pozos con pocos intervalos perforados y que tienen energía suficiente para fluir. La válvula de gas lift es para los casos que el pozo no tenga energía para fluir solo y tenga que ser ayudado con inyección de gas.
- **Plunger Lift con líneas paralelas (BLT):** Esta instalación es utilizada en pozos de baja presión de yacimiento y con bajo aporte de gas. Con la finalidad de no contrapresionar la formación, la inyección de gas se efectúa por una línea paralela comunicándola con el tubing a través de una válvula de gas lift.

2.4.1.4 Criterios para la selección de los pozos

Para seleccionar los pozos candidatos para la aplicación de un sistema Plunger lift, se deben tener en cuenta los siguientes criterios técnico-operativos:

- Pozos de alto GOR y de baja productividad, en los cuales el sistema de bombeo mecánico tenga baja eficiencia por la interferencia frecuente de gas al operarlos con niveles de sumergencia muy bajos.
- Relación gas-líquido (GLR) actual e histórica de los pozos con un rango de 300 a 500 ft³/bbl/1000ft. Es fundamental poder predecir si el pozo tendrá la suficiente presión de gas para levantar el pistón y líquido.
- Que el restablecimiento de presión en el casing sea mayor de 250 psi en 3 horas.
- La contrapresión de la línea no debe ser muy alta porque disminuye la velocidad de flujo y por consiguiente requerirá un mayor consumo de gas para elevar el pistón y líquido a superficie.
- No considerar pozos que producen arena. El pistón puede correr el riesgo de pegarse o que la arena obstruya el cierre de la válvula motora de producción.
- Que la presión neta, identificada como la presión del casing menos la máxima presión en la línea durante el ciclo de operación, sea suficiente para levantar los volúmenes de producción esperados. Como regla práctica se considera que la cabeza hidrostática a levantar por el Plunger (columna de líquido en el tubing) está en el orden del 50 a 60% de la presión neta.
- Dependiendo de la producción del pozo, seleccionar pistón con o sin bypass.

2.4.1.5 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja tasa con problemas de carga de líquido.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin estructura ni equipo de intervención.
- Ayuda a mantener el tubing libre de parafinas y escamas.
- Aplicable para pozos con alto GOR.
- Control de sólidos.
- Disminuye la presión de fondo fluyendo, aumentando la producción.
- Buen desempeño en pozos desviados.

Desventajas:

- Bajas tasas de producción.
- No permite alcanzar la depleción total del yacimiento.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Alto riesgo para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Requiere de una relación gas- líquido (GLR) mínima para que funcione el sistema.

2.4.2 Chamber Lift

2.4.2.1 Descripción del sistema

El Chamber lift o levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del gas lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a la cámara y la inyección de gas desde superficie para desplazar el crudo acumulado. Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria.

La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo “mosquito” permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.

A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular, entre el casing y el tubing arriba del empaque. La presión del casing se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito (Stinger) y el tubing.

La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro del tubing. El Chamber lift es una forma de gas lift intermitente (GL). Existen dos razones para seleccionar Chamber lift en un pozo.

- Para profundidades menores que la inyección de gas, a bajas presiones BHP y con un intervalo grande de perforaciones o hueco abierto.
- Para obtener la menor presión promedio posible fluyendo BHP por reducción de la presión de cabeza del fluido.

2.4.2.2 Componentes del sistema de chamber lift

a) Equipo de superficie

- Ensamblaje de la cabeza del pozo.
- Choke con control en el ciclo de tiempo.
- Compresores.
- Separador.

b) Equipo de subsuelo

- Puerto de entrada de gas.
- Válvula de pie.
- Empaque de subsuelo.
- Puertos de alivio.

2.4.2.3 Instalación de un sistema de chamber lift

Con mucha frecuencia la implementación e instalación de chamber lift puede incrementar la tasa de producción total de un pozo. Un sistema de chamber lift es una instalación ideal para ser instalada en un pozo con baja presión de fondo y un alto IP, es decir, que es un sistema que funciona eficientemente a pozos los cuales producirán grandes volúmenes de fluido si se crea una alta diferencia de presión en la cara de la arena productora. El propósito de este sistema es utilizar el volumen del casing para almacenar fluidos. Un sistema de Chamber lift insertado también puede ser implementado para aportar mayor volumen de almacenamiento por unidad de longitud en el tubing. Supóngase que se quieren almacenar 4 bbl de líquido en un tubing de diámetro nominal de 2 pulgadas y que este líquido tiene un gradiente de 0.40 psi/ft. Ya que 4 bbl llenarían aproximadamente 1000ft de tubería de 2 pulgadas, esta columna podría ejercer una presión de cabeza hidrostática de $(0.40)(1000) = 400\text{psig}$.

El propósito del chamber es permitir esta misma acumulación de 4 bbl en un tamaño grande de tubería (casing). Por ejemplo se asume que se dejan llenar con fluidos el casing y el tubing conteniendo 5 veces mayor volumen que el tubing de 2 pulgadas. Los 4 bbl que llenaban 1000 ft de tubing de 2 pulgadas ahora llenarían solo $1000/5 = 200$ ft en el chamber de acumulación, estos 200 ft ejercerán una presión de cabeza hidrostática de $(0.4)(200) = 80$ psig. La ventaja del chamber es bastante notoria ya que existe una diferencia de $400 - 80 = 320$ psig. En la BHP requerida para llenar los 4 bbl del bache dentro de los 2 pulgadas de tubing, lo que significa que una presión de fondo fluyendo mucho menor podría ser obtenida con el chamber en comparación con la instalación solamente de tubing.

En muchos casos un gran bache de líquido puede ser acumulado en el Chamber. Al comienzo de una operación con Chamber es muy probable que la tasa de inyección disminuya la relación gas líquido (GLR), por lo tanto, un Chamber no solo recuperará más líquido por día sino que también podría disminuir la inyección.

En casos de presiones de fondo fluyendo bajas (menor a 100 psig) se han reducido por la implementación de chamber lift. Hay algunos casos donde el chamber ha sido utilizado para el levantamiento en pozos con prácticamente ningún valor de P_{wf} . En este caso el chamber ha sido insertado debajo de las perforaciones y los fluidos por gravedad caen y llenan el chamber. Hay dos principales tipos de chamber lift que se pueden implementar. La primera es una instalación de dos empaques como es mostrada en la figura 2.41, el cual utiliza el anular casing-tubing para acumular fluidos y se implementa cuando se requiera un gran volumen de almacenamiento por unidad de longitud. El otro tipo de chamber es el chamber insertado, el cual es mostrado en la figura 2.42. Este tipo de instalación se implementa cuando se quiere tomar el máximo provecho de la P_{wf} .

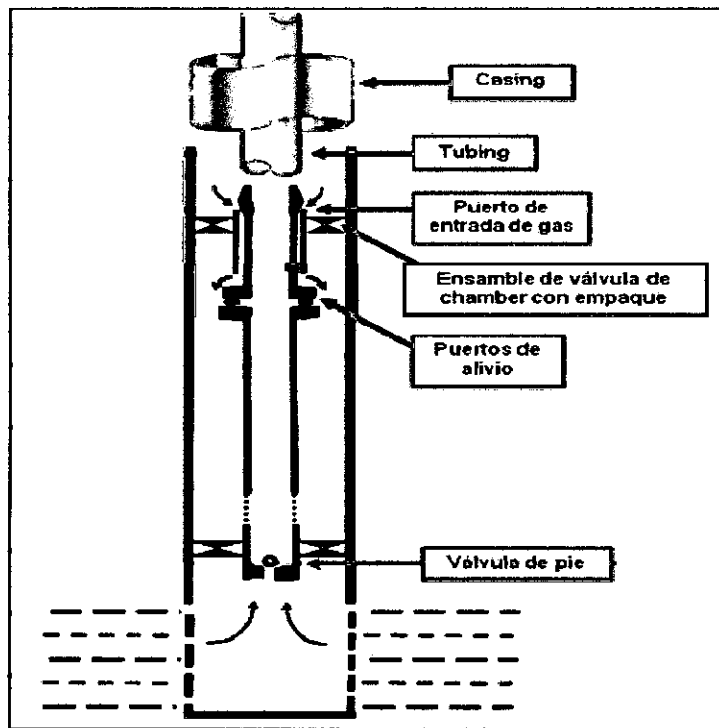


Figura 2.41. Instalación típica de Chamber de dos empaques.
Fuente: WINKLER, H.W. Re-Examine Insert Chamber-Lift for High Rate, Low BHP, Gassy Wells.SPE 52120. 1999. Modificada.

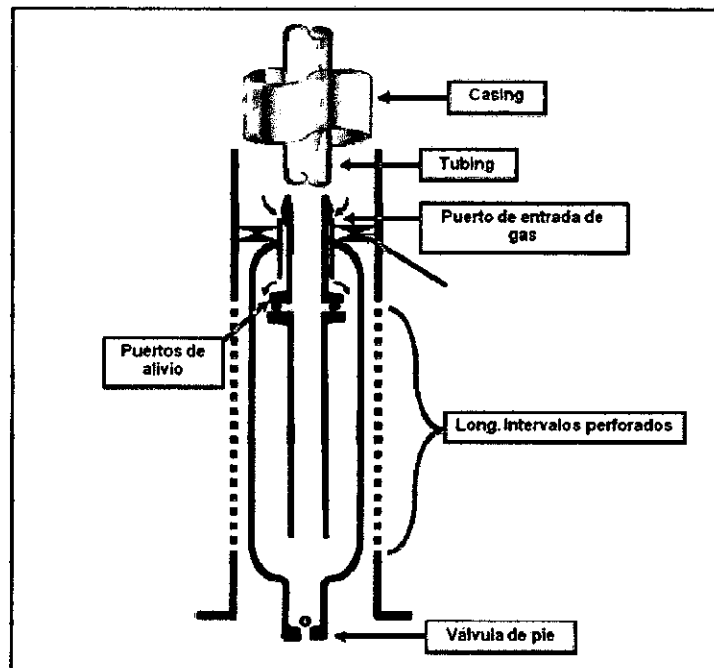


Figura 2.42. Instalación típica de Chamber insertado.
Fuente: WINKLER, H.W. Re-Examine Insert Chamber-Lift for High Rate, Low BHP, Gassy Wells.SPE 52120. 1999. Modificada.

2.4.2.4 Diseño de la longitud del chamber lift

La longitud correcta del chamber debe ser diseñada para permitir el llenado de la cantidad de líquido correcta que va a entrar al tubing al momento del levantamiento. La fórmula para determinar la longitud del chamber es:

$$L_c = \frac{P_{vo} - [P_w + P_{vo} - P_t]}{G_s (R_{ct} + 1)} \quad \text{Ecuación 2.79}$$

Donde

L_c = Longitud del chamber, ft.

P_{vo} = Presión de apertura de válvula en profundidad, psi.

P_w = Presión en el tope del bache debido a la presión del separador, psig.

P_t = Presión de la cabeza de fluido en psig cuando se transfiere al tubing en el momento del levantamiento (usualmente está entre $(P_{vo} - 150)$ psi a $(P_{vo} - 250)$ psi).

G_s = Gradiente del fluido del pozo, psi/ft.

R_{ct} = Relación volúmenes de casing y tubing.

A continuación se ilustra un ejemplo para el diseño de la longitud del Chamber.

Ejemplo:

Presión de apertura de válvula en profundidad = 600psi.

Presión de separador = 50 psi (Puede usarse 50psi en el tope del bache como aproximación).

Cabeza de fluido a ser levantada = 450 psi

Gradiente del fluido del pozo = 0.4 psi/ft

Relación de volumen casing-tubing = 4.3

$$L_c = \frac{600 - [50 + 600 - 450]}{0.4(4.3 + 1)} = 189 \text{ ft}$$

2.4.2.5 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Sistema apropiado para pozos con índices de productividad bajos y muy bajos.
- Tiene bajos costos de instalación y operación.
- Permite producir de una manera económicamente viable tasas bajas de producción.
- Maneja contenidos de gas y agua relativamente altos, siempre y cuando los ciclos de apertura y cierre, se manejen cuidadosamente.

Desventajas:

- Presenta problemas por la caída o retroceso del fluido que permanece en contacto con las paredes de la tubería tras la salida del bache de crudo (fallback).
- Requiere de espacio suficiente dentro del revestimiento para la instalación de la cámara de acumulación.
- Su eficiencia disminuye al disminuir la presión estática.
- Es importante tener en cuenta que existe una frecuencia óptima de los ciclos de apertura y cierre de las válvulas para una serie de condiciones dadas, la cual, produce la mayor eficiencia del sistema. Para períodos cortos de inyección de gas (aproximadamente 10 minutos), la frecuencia óptima está entre los 20 y 40 ciclos por día. Para ciclos más largos (superiores a 25 minutos), la frecuencia óptima se reduce alrededor de 10 a 20 ciclos por día. En ambos casos, el valor está directamente relacionado con el valor del IP.

2.4.3 Recoil

El equipo recoil es un sistema de extracción de petróleo, el cual no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza en superficie directamente al casing. La unidad recoil posee un motor eléctrico mediante el cual, una cinta de alta resistencia baja un tubo flexible recolector dentro de un pozo libre de herramientas y equipos de subsuelo. Se debe instalar un programa lógico que controla el funcionamiento del sistema y permita asegurar que el tubo recolector se sumerja totalmente dentro del nivel de fluido que tenga el pozo. Al llegar al fluido se reduce la velocidad de descenso, permitiendo que el tubo recolector se sumerja lentamente 50 pies por debajo de la fase de petróleo y por encima del nivel de agua.

El sistema se detiene un tiempo preestablecido durante el cual el tubo recolector completa su llenado. Luego el motor invierte el sentido de su movimiento, y la cinta eleva al tubo con el fluido hasta la superficie, donde en el brazo de descarga realiza su vaciamiento por gravedad, hasta un tanque transitorio incluido en el equipo. Una vez superada la cantidad de almacenamiento del mismo, de aproximadamente un barril, un sensor flotante activa la bomba que transfiere el fluido a una línea de conducción o hacia un tanque de superficie y se reinicia el ciclo. En la figura 2.43 se puede observar un esquema típico para una instalación del equipo recoil.

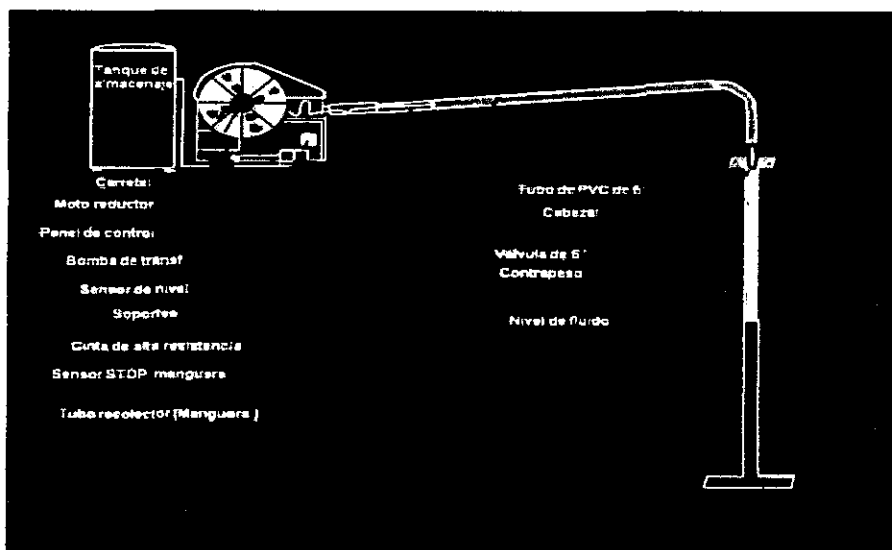


Figura 2.43. Esquema de un sistema RECOIL.

Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil.

Entre las aplicaciones del equipo de recoil podemos encontrar algunas como:

- Activar la producción en pozos abandonados temporalmente.
- Reemplazar equipos de extracción tradicionales en pozos de baja producción.
- Realizar prueba de pozos.

2.4.3.1 Descripción del equipo

a) Sistema de transferencia y almacenaje

Este sistema está constituido por varios componentes y elementos que cumplen con la función de transferir el producto recolectado por el sistema de recolección hasta la deposición final. Los componentes que componen el sistema son:

- Bomba de Transferencia.
- Motor eléctrico de accionamiento de la Bomba.
- Reductor de accionamiento.
- Tanque de recolección.
- Filtro tipo canasto.
- Sensor de nivel de Tanque de recolección.
- Venteo anti gas explosivo.
- Nivel de accionamiento externo para tanque y/o tubería.

b) Sistema de tracción de cinta

Este sistema está constituido por varios componentes y elementos que cumplen con la función de suministrar el movimiento y la guía a la cinta que transporta la manguera de recolección del fluido desde el pozo. Los componentes de este sistema son:

- Motorreductor con freno de seguridad.
- Acoplamiento de cadena.
- Carretel de tracción.
- Equipo basculante de cinta.

c) Sistema de transporte de recolección

La función de este sistema es proveer todos los elementos de guía y soporte para el sistema de recolección. Los componentes que integran este sistema son:

- Cabezal con rodillos.
- Tubo de P.V.C. de 5".
- Cinta transportadora.
- Equipo de guía de cinta con descarga.
- Sensor stop de manguera.

d) Sistema de recolección

La función de este sistema es recolectar el fluido acumulado en el casing. Los componentes del sistema son:

- Manguera con válvula de retención.
- Contrapeso.
- Válvula de 6".

e) Sistema de control y alimentación eléctrica

La función de este sistema es el suministro, protección, distribución eléctrica y la programación de las operaciones de todos los equipos. Los componentes del sistema son:

- Tablero eléctrico.
- P.L.C.

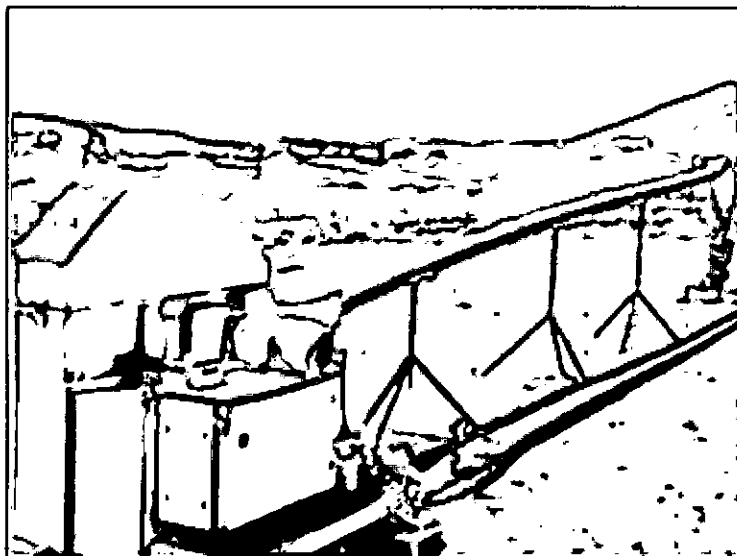


Figura 2.44. Foto del sistema RECOIL en Comodoro Rivadavia Argentina.
Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil.

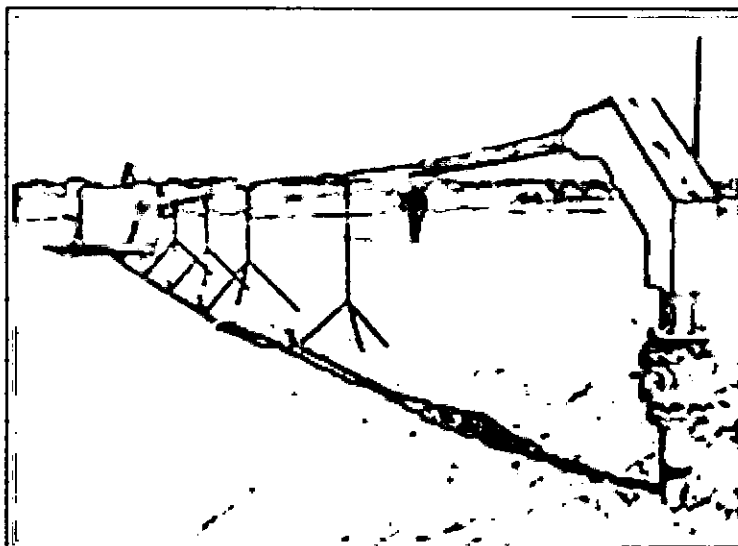


Figura 2.45. Foto del sistema RECOIL en Perú.
Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil.

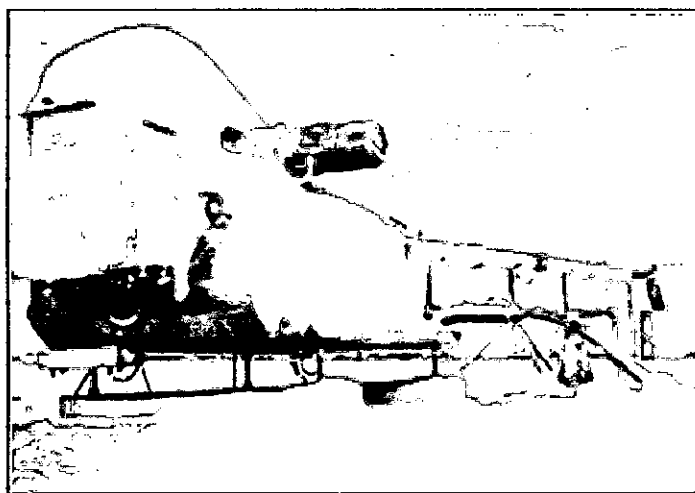


Figura 2.46. Foto del sistema RECOIL Provincia de Santa Cruz- Argentina.
Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil.

2.4.3.2 Criterios para la implementación del sistema

Para el correcto funcionamiento del equipo RECOIL se debe tener en cuenta que la tecnología se debe aplicar preferiblemente en pozos de las siguientes características:

- Pozos con producción de fluido inferior o igual a 53 BPD, activos, inactivos o abandonados.
- Pozos con nivel de fluido máximo, menores o iguales a 5000 pies de profundidad.
- Pozos con bajo GOR, normalmente menor de 300 Scf/bbl.
- Pozos que no produzcan por inyección de agua.
- Pozos que produzcan crudo con Gravedad API mayor o igual a 16° API.

2.4.3.3 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Bajo riesgo de accidentes e incidentes ambientales, ya que no usa altas presiones.
- Fácil para modificar las condiciones de operación según la profundidad y producción del pozo (velocidades de descenso y ascenso de la manguera y numero de ciclos por día).
- Buena alternativa de extracción para pozos someros de bajo aporte productivo.
- Menor inversión inicial por el equipo en relación a los otros sistemas de levantamiento.

- Factible para ser controlado y supervisado a distancia, ya que cuenta con un PLC como parte del panel de control.
- No requiere intervenciones de equipos de varilleo, ni de fluidos a presión para el levantamiento.
- No usa tubing, ni varillas que requieran limpieza o reemplazo debido a problemas de parafina, corrosión, etc.
- No usa bombas en subsuelo.
- Fácil armado y desarmado del equipo (Aproximadamente dos (2) horas).
- No necesita intervención de Pulling (Equipo de workover o varilleo).
- Reducción del límite económico del campo petrolero.

Desventajas:

- Profundidad de trabajo limitada.
- Capacidad extractiva limitada que disminuye al aumentar la profundidad, debido a que demanda mayor tiempo para cada ciclo.
- No es recomendable como equipo portátil por su baja capacidad extractiva.
- Se debe tener cuidado con los equipos electrónicos que se utilizan.
- El equipamiento es susceptible a ser robado, debido a sus pequeñas dimensiones y a que sus elementos pueden tener aplicación doméstica (válvulas, motores, bombas de transferencia, PLC, mangueras, cintas, etc.).
- Poco tiempo de aplicación.
- Solo se puede aplicar a crudos con una gravedad API mayor o igual a 16.

2.4.4 Esp con gas lift (electrogas)

2.4.4.1 Descripción del sistema

La combinación del sistema de bombeo electrosumergible con gas lift recibe el nombre de “Electrogas”. Esta tecnología de levantamiento artificial es el resultado de la integración de estos dos sistemas que en la actualidad debido a su alto desarrollo tecnológico y conocimiento en la industria, se han convertido en opciones claves a la hora de implementar un método de levantamiento artificial. El objetivo de esta combinación es aprovechar al máximo las ventajas de cada uno de los sistemas involucrados disminuyendo la incidencia de las limitaciones en el comportamiento de la producción.

En el sistema combinado, la reducción del peso de la columna de fluido, causada por la inyección del gas, trae como consecuencia una disminución en el requerimiento de potencia de la bomba electrosumergible debido a una menor diferencia entre la presión de succión y la de descarga necesaria para levantar la cabeza dinámica de fluido.

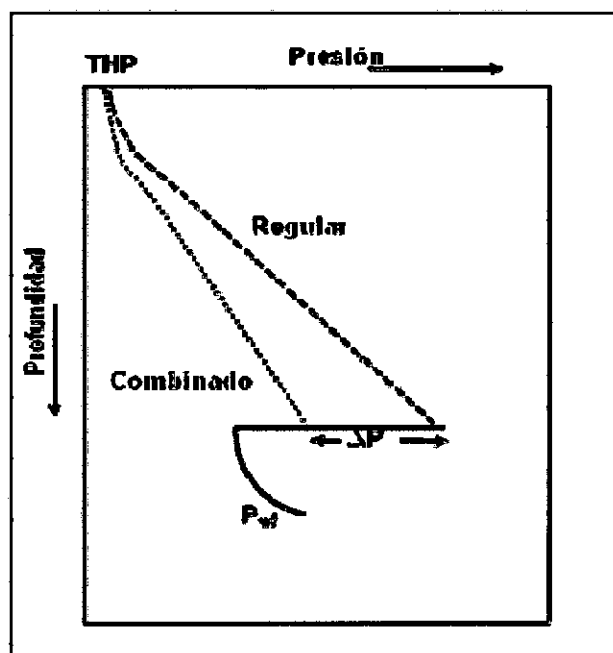


Figura 2.47. Perfiles de presión para un sistema normal y uno combinado.

Fuente: BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificada.

2.4.4.2 Componentes del sistema Electrogas

a) Equipo de superficie

El equipo requerido para la aplicación del sistema combinado es exactamente el mismo equipo que se requiere para operar ambos sistemas por separado. Estos equipos fueron descritos detalladamente anteriormente. En algunas situaciones, debido a la aplicación combinada, el gas lift provee una gran flexibilidad al sistema permitiendo operar el bombeo electrosumergible sin el controlador de velocidad variable, lo cual representa un ahorro de costos adicional, esto debido a la posibilidad de variar la tasa de inyección de gas.

b) Equipo de subsuelo

Adicional a los equipos de subsuelo que fueron nombrados en los sistemas convencionales se deben tener en cuenta los siguientes componentes:

- **Válvula de camisa deslizante (Sliding Sleeve Valve, SSV):** Consiste en una sección de tubería la cual permite o impide, de acuerdo a la necesidad de la operación, la comunicación entre la tubería de producción y el revestimiento cuando sea necesario. Es una herramienta de gran utilidad cuando se desea usar los sistemas por separado. Cuando entra en funcionamiento el sistema electrosumergible esta válvula se abre, y se cierra cuando se inyecta el gas.
- **Tapón ciego (Blanking plug):** Se instala en el Niple entre las camisas deslizantes para conducir el fluido a través de la bomba electrosumergible. Para activar la operación del gas lift, el tapón ciego se retira, las camisas deslizantes se cierran y se instalan las válvulas para la inyección de gas.
- **Bloque Y:** Es una sección de tubería en forma de Y que permite la instalación de herramientas como las SSV's y el paso de sarta de registros sin interferir con la operación de la bomba. Como se explicó anteriormente esta herramienta es necesaria cuando se desea operar los dos sistemas por separado. Es tal vez la herramienta más

importante desde el punto de vista de la funcionalidad de los dos sistemas por separado.

- Válvula de seguridad de subsuelo (subsurface safety valve, SSSV): Es usada en el sistema combinado para permitir que la tubería de producción esté plenamente abierta. En posición abierta, se pueden pasar herramientas con cable y coiled tubing hasta el final de la tubería para diferentes usos. También algunas veces son requeridas para abrir y cerrar zonas o para estimulación ácida.

2.4.4.3 Tipos de instalaciones del sistema combinado

En las aplicaciones sobresalen varias clases de instalaciones las cuales se pueden agrupar en dos categorías: 1) de acuerdo a la tubería mediante la cual se inyecte el gas y 2) de acuerdo a los valores de índice de productividad y presión del yacimiento.

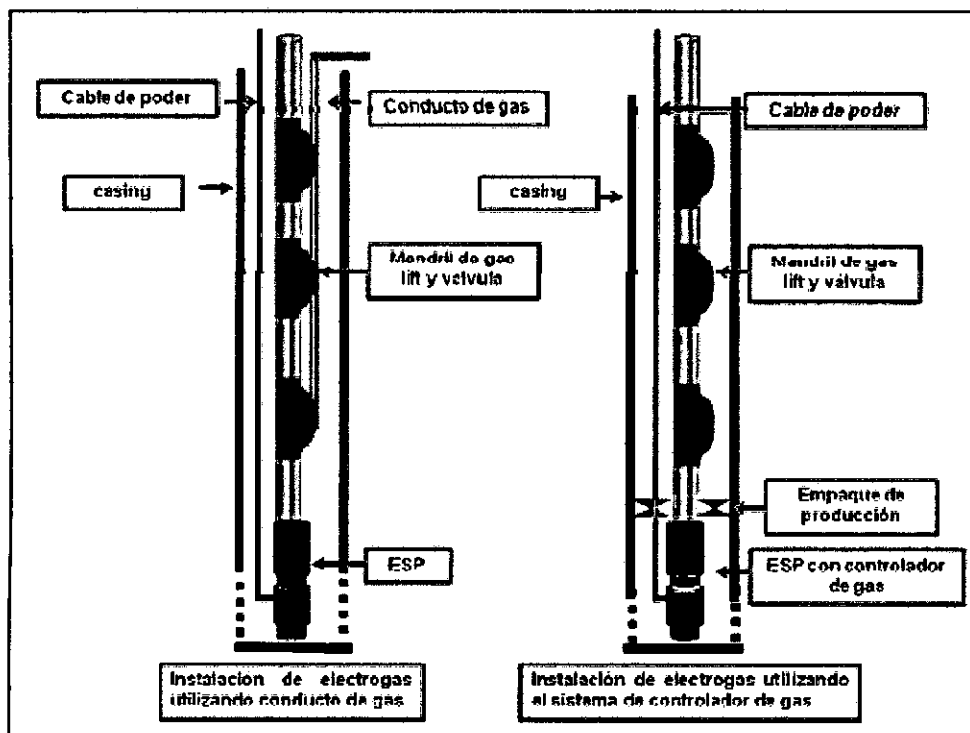


Figura 2.48. Tipos de instalaciones para sistema Electrogas.

Fuente: BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificada.

De acuerdo a la tubería que se use para inyectar el gas. El gas puede ser inyectado a través del espacio anular (tubería de revestimiento) o través de un conducto paralelo a la tubería de producción o a través de una tubería flexible de diámetro pequeño del tipo coiled tubing, como se muestra en la figura 2.48.

De acuerdo al índice de productividad y presión del yacimiento. La forma en la que se diferencia cada una de las instalaciones es la presencia de empaque, el cual previene el paso de gas en la sección de operación de la bomba electrosumergible, con el fin de garantizar la integridad de su operación.

2.4.4.4 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Sumar en un solo sistema la flexibilidad del bombeo electrosumergible como sistema primario y el gas lift como sistema secundario.
- Se tiene en cuenta un área de trabajo la cual permite una operación sin sobrecargar las capacidades del sistema.
- No hay necesidad de cambiar equipos conforme cambia la producción del pozo.
- Extender y optimizar la vida útil de los equipos involucrados en el sistema.
- Se puede aprovechar la facilidad de inyectar químicos en la corriente de gas.
- Reducir significativamente los costos de operación, los cuales se traducen en ahorro de dinero o en la compra de equipos más sofisticados.
- Se tiene un sistema de apoyo (Sistema secundario), en caso de que el sistema primario presente fallas en su operación.
- Se resuelven las limitaciones mecánicas como las de los tamaños de tubería debido a la acción conjunta de los dos sistemas. Esto es importante en el caso de tubería de diámetro pequeño las cuales bajo otras condiciones presentarían limitaciones en el caudal de inyección requerido.

Desventajas:

- La principal desventaja que presenta la aplicación del sistema Electrogas es que la aplicación conjunta de los dos sistemas de levantamiento artificial genera mayor complejidad en la operación del campo, lo cual se traduce en la necesidad de personal capacitado para el manejo de los dos sistemas.

2.4.5 Bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (espcp)**2.4.5.1 Descripción del sistema**

Este sistema de bombeo (ESPCP) es similar al método de bombeo electrosumergible descrito anteriormente, con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas. Opera de manera muy similar al bombeo electrosumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- La bomba es de cavidad progresiva y no centrífuga.
- Se requiere una caja de velocidades con reductor para ajustar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidades progresivas.
- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.
- La configuración de la herramienta de subsuelo es la mostrada en la Figura 2.49, mientras que el equipo de superficie es, en efecto, el mismo que el utilizado para el bombeo electrosumergible.
- Debido a que la aplicación principal para el ESPCP es la producción de crudos pesados, en general, el manejo de gas no será un problema, debido a las bajas cantidades de gas asociadas a estos tipos de crudos.
- ESPCP pueden manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, aunque se pueden instalar separadores de gas en fondo, si lo que se desea es maximizar la eficiencia del sistema.
- Preferiblemente, se debe utilizar una bomba de cavidades progresivas multilóbulo, es decir, con más de dos cavidades por sección transversal, con el fin de reducir la vibración y, de esta forma, aumentar vida útil de la caja de velocidades y el motor, al mismo tiempo que se consiguen tasas de producción más altas.

- Esta configuración de ESP con cavidades progresivas es ideal para usar en pozos horizontales. Con menos varillas en el sistema, se eliminan las pérdidas de fricción en el tubing y en las varillas. El PCP tiene más resistencia para producción de arenas y provee alta eficiencia de producción de fluidos viscosos.

2.4.5.2 Componentes del equipo

a) Equipo de superficie

- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia.
- Cable eléctrico.

b) Equipos de subsuelo

- Unidad de bombeo centrífugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Caja de velocidades con reductor.
- Bomba PCP (Rotor y estator).
- Herramienta de monitoreo de fondo (opcional).

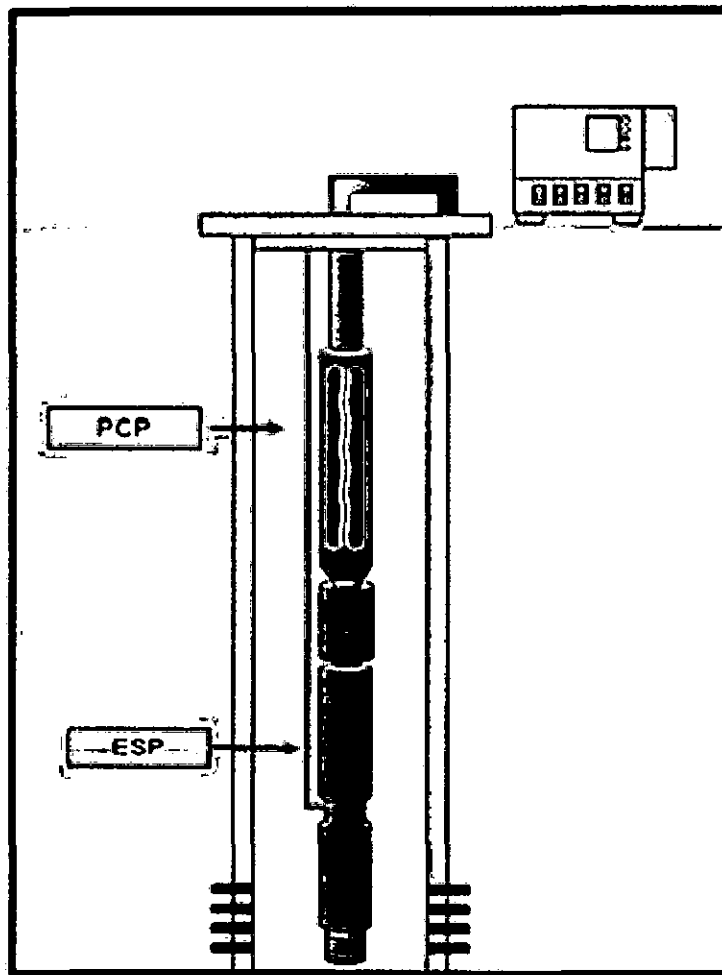


Figura 2.49. Esquema de ESPCP.
Fuente: ESPCP System.

2.4.5.3 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Buena tolerancia a la arena.
- Alta eficiencia (Mayor al 70%).
- No está afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos relacionados con el sistema.
- Buen manejo de crudos pesados.
- Es un sistema fácil de operar.

Desventajas:

- Tiene un menor tiempo de espera entre fallas (MTBF) que el bombeo electrosumergible.
- Riesgo de fallas en el cable eléctrico.
- Se requiere de un equipo de workover en caso de falla del sistema.
- Tasa limitada (hasta 2500 bpd en casing de 4 1/2 pulgadas).

Con el fin de eliminar algunas de las dificultades, la industria ha trabajado en nuevas opciones, tales como la utilización de bombas recuperables con coiled tubing o wireline, lo que eventualmente eliminaría la utilización de un equipo de workover para reemplazar las bombas en caso de falla.

III. GESTION DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

3.1 OBJETIVOS DE LA GESTIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La Gestión de sistemas de levantamiento artificial es una estrategia para desarrollar y optimizar la producción de campos en desarrollo, así como campos maduros aplicando técnicas para aumentar la producción como el análisis nodal, análisis comparativo y screening para la selección correcta del sistema de levantamiento artificial a implementar.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en el recobro de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad del mismo. Ya que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamiento y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos, o adelantar costosas campañas de perforación de nuevos pozos.

El retomar campos maduros representaría un impacto menor que el asociado a la exploración de nuevos proyectos, dado que ya se cuenta con la información del campo, además de una infraestructura base que puede ser aprovechada. Para esto, se requiere de un medio que permita identificar rápidamente el esquema de levantamiento artificial más adecuado para cada campo en particular, teniendo en cuenta que todos tienen características diferentes, las cuales van cambiando a medida a que se va depletando el yacimiento.

Este trabajo está basado en el análisis de valor agregado, que busca potenciar el valor del significado de informaciones aparentemente inconexas, asimismo en el análisis de objetivos, que permite no sólo identificar un blanco, sino además, el mejor modo de abatirlo al menor costo posible. A este respecto, la tecnología de vanguardia está colaborando con datos valiosos y precisos que sirven de materia prima para el analista, obtenidos por instrumentos cada vez más sofisticados.

Este proyecto es de investigación descriptiva incorporando una investigación normativa, la cual no es sólo recolectar hechos sino también precisar en qué aspectos puede ser mejorado el objeto del estudio. Generalmente el proyecto incluye la planificación de un enfoque práctico en el análisis, desarrollo de metodología de gestión, base de datos sobre rangos de operación y fallas en los sistemas de levantamiento artificial, optimizar la producción de hidrocarburos no solo para campos en desarrollo, sino, además para campos maduros.

Los altos costos de inversión e incertidumbre para descubrir nuevos yacimientos con grandes reservas direccionan a considerar a los campos maduros como una alternativa viable de incorporación y desarrollo por su volumen de reservas remanentes y con una baja inversión para su rejuvenecimiento. El promedio mundial del factor de recuperación se estima del orden del 35%, donde la recuperación adicional dependerá de los recursos humanos altamente especializados (conocimiento-talento) e innovación, tecnologías disponibles, viabilidad económica y estrategias eficaces de la administración de hidrocarburos. Asimismo la reactivación de campos abandonados o marginales. Esta técnica de Gestión de sistemas de levantamiento artificial se basa en:

- a) Recopilación y manejo de la caracterización de campos de estudio.
- b) Elaboración de un screening de los sistemas de levantamiento artificial, donde se muestra en forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición.
- c) Formulación del ciclo de Gestión de los sistemas levantamiento artificial (SLA), el cual incorpora las Actividades, procesos, participantes.
 - Adquisición de equipos
 - Toma de información y evaluación de desempeño de los SLA
 - Seguimiento de fallas e inspección
 - Nuevas tecnologías: como asegurar el éxito

- d) Definir mediante una metodología de selección, el sistema de levantamiento artificial adecuado, para someterlo a evaluación técnica y económica, para su posterior implementación e instalación.

3.2 VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DE GSLA

- Esta técnica permite tener una visión del sistema de levantamiento artificial a implementar en un determinado pozo.
- Definición de los procesos en un diagrama de flujo.
- Compilar todos los datos de un determinado campo.
- Seleccionar el sistema de levantamiento artificial mediante la metodología aplicada.

3.3 CICLO DE GESTIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (ALS)

Este ciclo agrupa la información relevante requerida, la cual es proporcionada por los departamentos de ingeniería competentes, designados como participantes dentro del proyecto, la cual mediante la aplicación de criterios de selección en los diferentes procesos, se integra en un ciclo consolidado para realizar el análisis, selección y monitoreo de un determinado sistema de levantamiento artificial que se aplicará en un determinado pozo-campo.

Seleccionado el sistema de levantamiento a utilizar, su respectivo diseño y evaluado técnica y económicamente, se procede a la adquisición, corroborando la disponibilidad de equipos, para luego realizar la instalación e inspección (pruebas). El monitoreo de los parámetros de operación tiene la finalidad de llevar el control de las mismas, detectar alguna falla y optimizar su producción mediante la variación y ajuste de los parámetros de operación, para lograr la eficiencia y un mejor rendimiento, producción deseada, mediante el proceso de pulling realizándose nuevamente una nueva inspección para detectar fallas en la operación. Si se detecta que es una falla de equipo de subsuelo o de superficie se procede a realizar un nuevo diseño para reajustar variables de operación. El diagrama del ciclo de gestión de procesos se muestra en la figura 3.1.

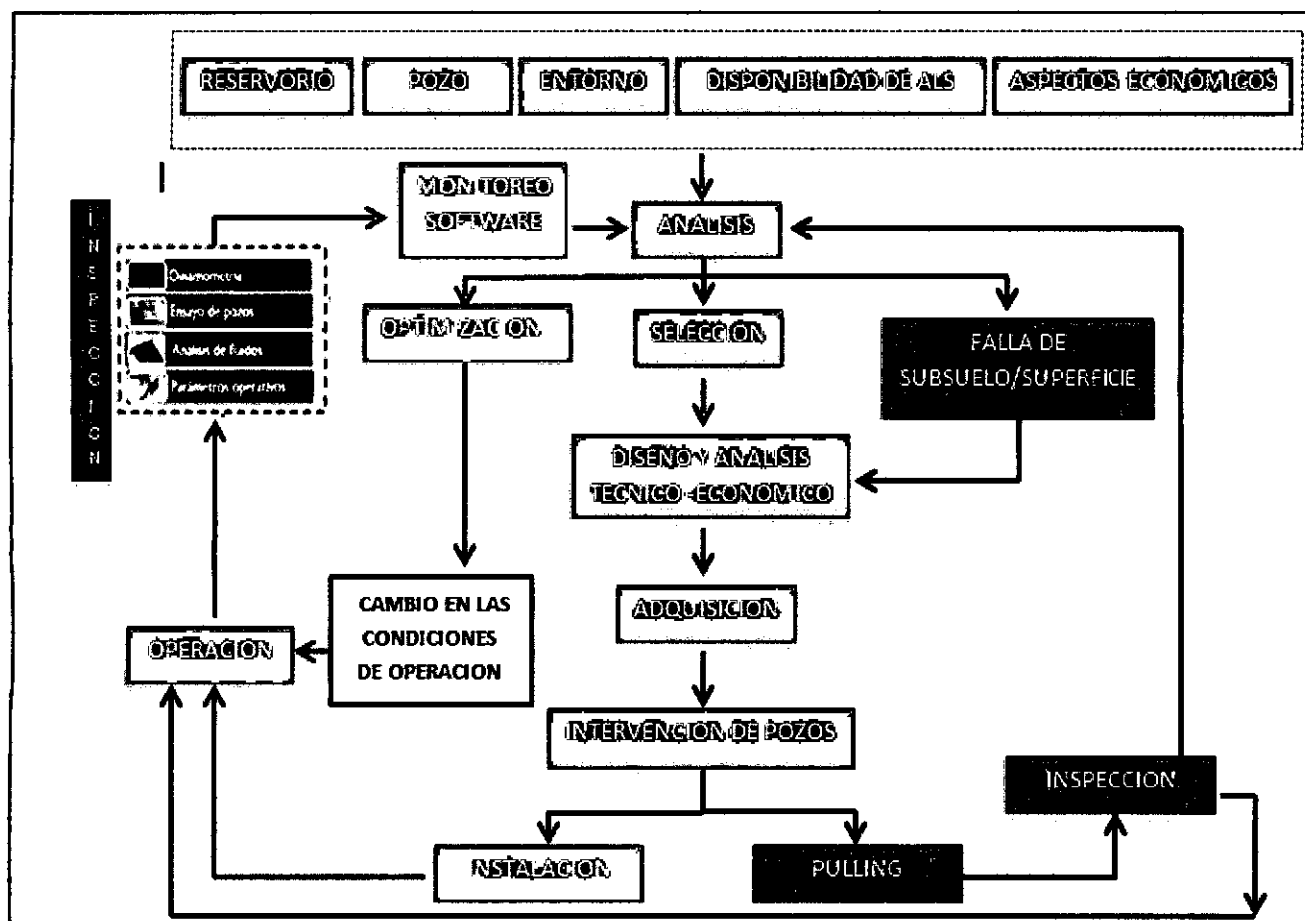


Figura 3.1. Ciclo de Gestión de ALS.
Fuente: Autor.

3.3.1 Procesos del ciclo de gestión

Dentro de la gestión de sistemas de levantamiento artificial se han establecido 10 procesos, los cuales están enlazados entre si formando un ciclo para lograr la mejora continua. Estos son:

Cuadro 3.1. Procesos GSLA.

PROCESOS
Análisis
Selección
Diseño
Evaluación técnica-económica
Adquisición
Instalación / Pulling
Inspección
Operación
Monitoreo
Optimización

Elaborado por: Autor.

3.3.1.1 Análisis

El análisis es determinar con certeza dentro de grandes volúmenes con el propósito de extraer, mediante adecuados procesamientos, aquellas informaciones principales, atinentes y útiles que permitan resolver dentro de los procesos de toma de decisiones y que ayuden a alcanzar mayores niveles de eficiencia, con mínima inversión de tiempo y recursos, para el mejor aprovechamiento de datos e informaciones disponibles. Este es un elemento básico para la toma de decisión. Es necesario identificar la cantidad y calidad de información requerida para el proceso. Esta información puede ser de índole científica, técnica y la dada por la experiencia y conocimiento de los participantes.

Puede darse el caso, que en el proceso de aplicación surja la necesidad o interés por parte de los participantes de disponer información nueva o complementaria.

En ese caso se debe analizar la pertinencia de la misma, el tiempo y el proceso requerido para disponer de ésta información adicional y poder continuar el proceso de toma de decisión.

Es preciso mencionar los yacimientos y los pozos que integran un campo maduro, así como las propiedades con respecto al sistema roca-fluidos. La información necesaria que corresponde a un histórico de producción debe incluir el número de pozos perforados, productores y no productores. En seguida, se debe saber el inicio, el comportamiento y las etapas más importantes del proceso de explotación.

Las etapas de explotación deben incluir los periodos en los que se iniciaron las actividades de perforación de desarrollo o reparación, el gasto máximo alcanzado en ese periodo, los pozos abandonados, los gastos de aceite y gas actuales, la producción acumulada de gas y aceite, el gasto de agua que producen los pozos, así como, la relación gas-aceite que se ha presentado durante la vida del campo. También son de importancia los factores de recuperación que se han presentado, es decir, qué factores de recuperación existieron desde el principio de la explotación y que factores de recuperación existen actualmente.

El cálculo o la estimación de los volúmenes originales son de gran importancia ya que estos juegan un papel relevante en la rentabilidad del proyecto, así como el precio de los hidrocarburos y los costos y gastos de operación. Estos datos proporcionados por los departamentos competentes son:

a. Datos de Ingeniería del yacimiento

Los datos que se deben entender son aquellos que corresponden a:

- Las propiedades petrofísicas y el análisis especial de núcleos y otras pruebas de laboratorio que proporcionen información sobre la porosidad, permeabilidad, presión capilar y saturaciones del fluido en la roca.
- Los históricos de presión y producción.
- Los problemas existentes, por ejemplo: cortes de agua y las formaciones en donde hay filtraciones del lodo de perforación.

- Los mecanismos de empuje predominantes en la actualidad en el yacimiento.
- Los resultados de la implementación de la recuperación primaria, secundaria y/o mejoradas realizadas.
- EUR (Estimated Ultimate Recovery).

En las siguientes tablas se mencionan las propiedades geológicas-petrofísicas y las propiedades de los fluidos que se deben conocer:

Cuadro 3.2. Principales propiedades geológicas y petrofísicas.

PROPIEDADES DE YACIMIENTO
1. Tipo de roca de la formación productora
2. Porosidad
3. Permeabilidad
4. Espesor Bruto
5. Espesor Neto
6. Estructuras Geológicas
7. Estratigrafía
8. Profundidad de la o las formaciones productoras
9. Presión fluyente de fondo (Pwf)
10. Presión de reservorio

Fuente: Autor.

Cuadro 3.3. Principales propiedades de los fluidos.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
1. Densidad del aceite (°API)
2. GLR(scF/bbl)
3. Boi
4. Temperatura (°F)
5. Qoi (bpd)
6. Pi (psi)
7. Viscosidad (cp)
8. Composición
9. B&W
10. Sólidos

Fuente: Autor.

b. Datos de ingeniería de perforación

Se necesita saber los datos de las circunstancias y de las instalaciones de subsuelo, que corresponden a:

- El estado mecánico de los pozos.
- Profundidad vertical verdadera y profundidad medida, en caso de pozos desviados.
- La efectividad de la terminación.
- Tipo de completación.
- El diseño del pozo.
- Los fluidos de perforación y de terminación utilizados.

c. Datos de producción e inyección

Existen muchos campos maduros o en desarrollo en los que se ha efectuado algún proceso de inyección.

- Las perforaciones de los pozos con relación a los contactos (gas-aceite y agua-aceite).
- La productividad de los pozos así como la inyección inicial (el gasto de la inyección, el comienzo y el fin de esta).
- La producción del pozo durante y después del proceso de recuperación, primaria, secundaria y/o mejorada.
- El daño inicial a la formación y el daño subsecuente.
- La longevidad del pozo.
- La capacidad de la producción (crudo, gas o agua).
- Los problemas de producción debidos a la producción de arena, las altas relaciones de gas-aceite incluyendo la conificación y la penetración de determinados fluidos.
- Las acciones correctivas realizadas hasta el momento.
- La optimización de los sistemas artificiales de producción.
- El perfil de los fluidos ingresados o inyectados.

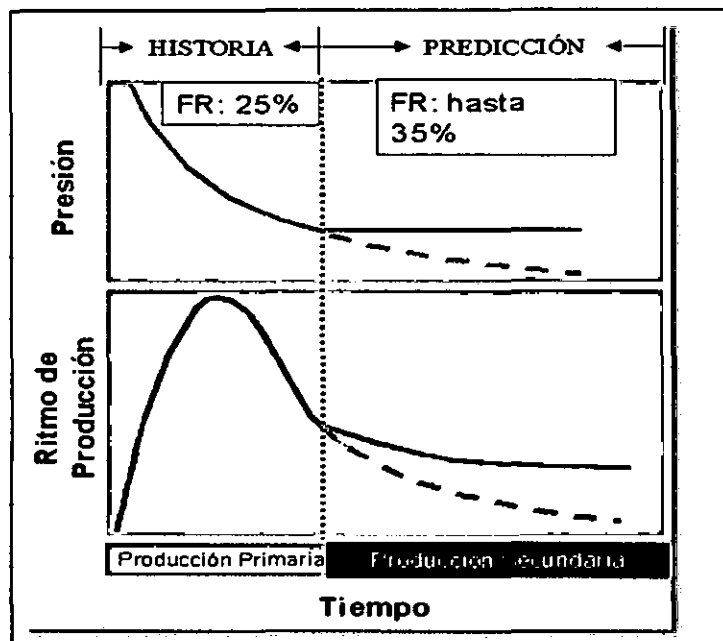


Figura 3.2. Historia y pronósticos de producción.

Fuente: Ana Cortez, José Jardon. Rejuvenecimiento de campos maduros en México. Tesis de grado. 2012.

d. Pruebas de presión

Las pruebas de pozos son herramientas que permiten conocer la habilidad de los pozos para producir los fluidos. Los parámetros que se calculan con las pruebas de pozo son los siguientes:

1. Área de drene.
2. Presión del yacimiento (P).
3. Permeabilidad de la formación (K).
4. Daño o estimulación en la formación (s).
5. Límites del yacimiento, anisotropías, volumen del yacimiento.

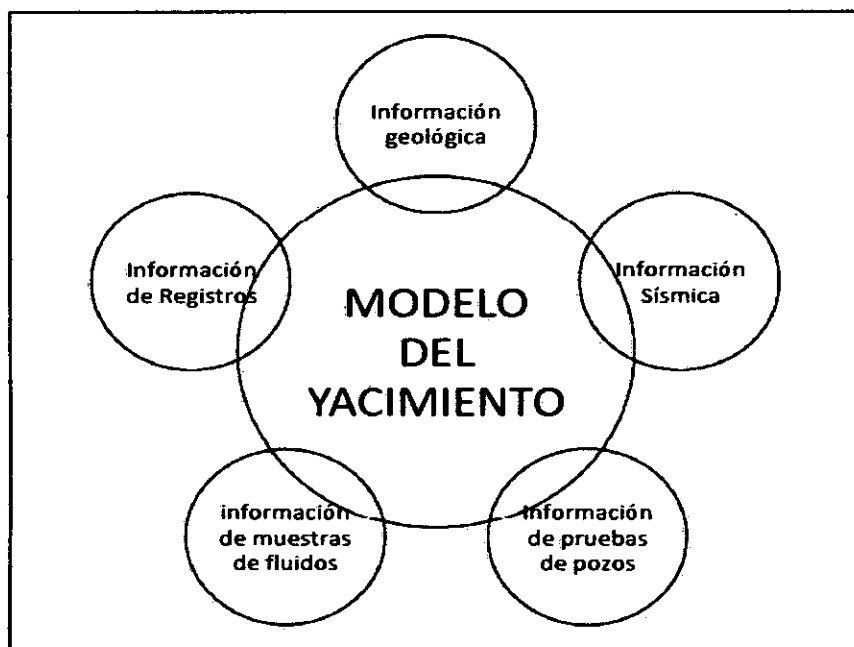


Figura 3.3. Modelo del yacimiento.
Fuente: Autor.

e. Datos de las instalaciones superficiales

La importancia de conocer las instalaciones con las que cuenta un campo maduro o en desarrollo juega un papel crucial en el momento de hacer los análisis económicos correspondientes. Las acciones que se deben realizar para conocer si las estructuras son útiles comienzan por:

- Inspeccionar la infraestructura, es decir conocer las condiciones actuales del equipo.
- Locación donde se encuentran los pozos (onshore, offshore, sitios remotos).
- Evaluar si el equipo y las instalaciones superficiales son útiles para la operación o es necesario un redimensionamiento de las instalaciones e instalación de nuevas facilidades de producción para el caso de campos en reactivación o en desarrollo.
- Hacer un catálogo del equipo y herramientas que se encuentren en buen estado.

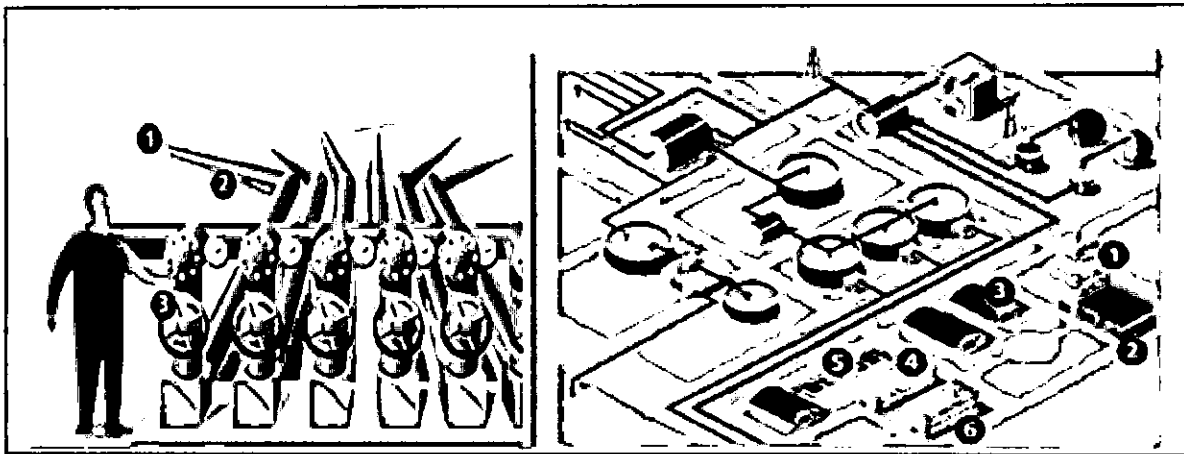


Figura 3.4. Instalaciones superficiales.

Fuente: Ana Cortez, José Jardon. Rejuvenecimiento de campos maduros en México. Tesis de grado. 2012.

De tal manera se puede seguir la siguiente metodología:

a) ¿Quiénes deberían participar?

- Ingeniería de producción / Operaciones de Producción.
- Ingeniería de Reservorios (Desarrollo de Reservas).
- Ingeniería de Perforación.

b) ¿Qué información se necesita?

- Datos presentes productividad (IPR).
- Datos futuros de producción (Pronóstico de producción / IPR futura).
- Conocimiento acerca del mercado de SLA (empresas de servicio, disponibilidad de servicios en la región).

c) Habilidades y competencias requeridas

- Well performance.
- Caracterización de fluidos y reservorios (modelado dinámico).
- Conceptos de termodinámica, mecánica, electricidad y dinámica de fluidos (entre otros).
- Principio de funcionamiento y límites mecánicos de los SLA.

ASPECTOS TÉCNICOS	RESERVORIO	POZO	OTRO
	<ul style="list-style-type: none"> ■ IPR ■ Fluidos ■ Gas ■ Arena ■ Corrosión ■ PVT ■ Temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> □ Locación □ Geometría □ Diámetro □ Trayectoria □ Terminación 	<ul style="list-style-type: none"> □ Flexibilidad □ Confiabilidad □ Disponibilidad y tipo de energía □ Eficiencia energética □ Disponibilidad de productos y servicios □ Know-how
Económicos	<ul style="list-style-type: none"> □ Inversión inicial □ Costo operativo □ Costo de los servicios □ Valor de recupero 		

Figura 3.5. Análisis en Gestión de ALS.

Fuente: Autor.

3.3.1.2 Selección

La selección se basa en determinar el tipo de levantamiento artificial a implementar e instalar posteriormente, después de realizar el respectivo diseño del equipo de superficie y subsuelo, con su correspondiente estudio económico de cada método, no obstante, la parte más difícil del análisis es obtener los costos futuros de operación y mantenimiento de alta calidad, correspondientes a los métodos durante la vida del proyecto.

La metodología y el criterio de selección planteado se basan en una comparación de los datos de cada una de las variables del campo en estudio con un screening elaborado con datos tomados de una base, así como de datos establecidos por empresas de servicios en el mercado, los cuales cambian debido al avance de la tecnología en la industria petrolera.

Los criterios utilizados se basan en el estado mecánico del pozo, las ventajas, desventajas y restricciones de aplicación de un determinado sistema de levantamiento artificial, que adicionado al tiempo y las lecciones aprendidas mediante la implementación e instalación de estos sistemas en varios campos, se concluye con una selección basada en la experiencia integrada agregado con la tecnología, para realizar un proyecto con beneficio sostenible.

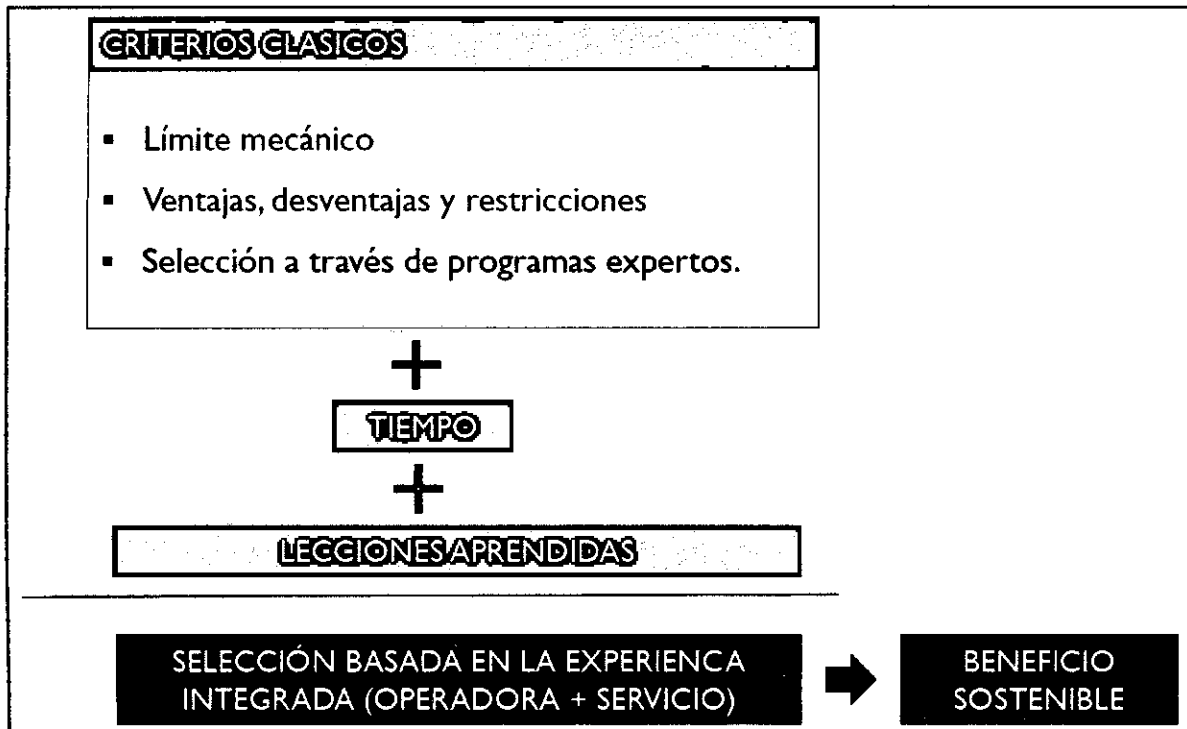


Figura 3.6. Criterios de selección.
Fuente: Autor.

3.3.1.3 Diseño

Se basa en determinar los valores de operación, así como las capacidades, longitudes potencia de los equipos de superficie y subsuelo. A continuación se muestran las metodologías para el diseño de sistemas de levantamiento artificial.

a) Diseño de sistema por Gas Lift

En la industria existen un gran número de métodos de diseño, los cuales presentan ciertas ventajas y desventajas. Algunos son más convenientes para condiciones de pozo específicas o para el tipo de válvula escogida. La mayoría de los diseños son similares y con pocas modificaciones.

El procedimiento de diseño recomendado por el API para instalaciones de bombeo por gas lift continuo es el método del API 11V6. El cual maneja válvulas operadas por presión de Inyección (POV), en el cual el diseño de gas lift continuo depende de la presión del gas inyección, cuyo objetivo principal es determinar las profundidades de las válvulas de descarga y la válvula de operación, con el fin de obtener la máxima de tasa de producción.

b) Diseño de sistema por Bombeo mecánico

El procedimiento de diseño recomendado por el API para Unidades de Bombeo Mecánico Convencionales es el Método del API RP 11L. El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y éstos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas.

c) Diseño de sistema por bombeo electrosurgible

El diseño de una instalación por bombeo electrosurgible implica el conocimientos de la mayor cantidad posible de información del pozo, con el fin de evitar que el diseño final quede sobredimensionado o bajodimensionado lo cual trae como

consecuencia gastos innecesarios y mal funcionamiento de los componentes de la instalación.

d) Diseño de sistema por Cavidades progresivas

La finalidad del diseño es determinar el tamaño óptimo de los componentes, así mismo evaluar los esfuerzos que se puede presentar en la instalación de acuerdo a las características del pozo. Los objetivos principales del diseño son:

- Selección de la bomba de cavidades progresivas.
- Velocidad de la bomba de acuerdo a la tasa a producir.
- Potencia consumida por la bomba.
- Torque generado por la bomba.
- Selección de la sarta de varillas.
- Esfuerzos axiales y Tensiones de la sarta de varillas.

e) Diseño de sistema por Bombeo tipo jet

La clave en el éxito de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo Jet radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema.

f) Diseño de sistema por Plunger Lift

Cinco operaciones características son necesarias para cualquier Plunger dependiendo del tipo de operación:

1. Alto grado de repetitividad de la válvula de operación del Plunger.
2. Alta resistencia a los golpes y a su uso.
3. Resistencia a pegarse en el tubing.
4. Habilidad de caer rápidamente a través del gas y el líquido.

5. Habilidad para proveer un buen sello contra el tubing durante el viaje ascendente.

3.3.1.4 Evaluación técnica-económica

Es la selección final del sistema de levantamiento artificial después de haber efectuado el respectivo diseño y análisis económico de los SLA preseleccionados anteriormente. Los criterios para la evaluación económica son:

a) Valor actual neto (V.A.N)

También es conocido como Valor Presente Neto (V.P.N), y es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en monedas actuales (monedas actuales es el valor del dinero medido al día de hoy). El Valor Actual Neto, es igual a la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, es decir, los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa de actualización i . Su ecuación es la siguiente:

$$VAN = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad \text{Ecuación 3.1}$$

$VAI_j(i)$ = Valor actual de ingreso neto del periodo j , a una tasa de actualización i .

$VAE_j(i)$ = Valor actual de egreso neto del periodo j , a una tasa de actualización i .

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- V.A.N es menor que 0, el proyecto no es viable.
- V.A.N es igual a 0, el proyecto es indiferente, y si
- V.A.N es mayor que 0, el proyecto es viable.

El V.A.N, se ve afectado generalmente por el alto porcentaje en los costos de instalación y operación, la tasa de actualización y los precios de venta.

b) Tasa interna de retorno (T.I.R)

También denominada Tasa Interna de Rendimiento. La Tasa Interna de Retorno no es una característica propia del proyecto, y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto. La Tasa Interna de Retorno de un proyecto, es la tasa de actualización que hace que el V.A.N. del proyecto sea igual a cero.

Si $V.A.N. = 0$, entonces $T.I.R = i$.

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- T.I.R. es menor que i , el proyecto no es viable.
- T.I.R. es igual a i , el proyecto es indiferente, y si
- T.I.R. es mayor que i , el proyecto es viable.

c) Relación Beneficio – Costo (B/C)

La Relación Beneficio – Costo a una tasa de actualización i , es el cociente que resulta de dividir la sumatoria del valor actual de los ingresos netos entre la sumatoria del valor actual neto de los egresos a una tasa de actualización i .

$$B/C \ i = \frac{\sum_{j=0}^n VAI_j(i)}{\sum_{j=0}^n VAE_j(i)} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- $(B/C) \ (i)$ es menor que 1, el proyecto no es viable.
- $(B/C) \ (i)$ es igual a 1, el proyecto es indiferente, y si
- $(B/C) \ (i)$ es mayor que 1, el proyecto es viable.

Resumiendo, un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El Valor Actual Neto (V.A.N) es mayor que cero.
- La Tasa Interna de Retorno (T.I.R.) es mayor a la tasa de actualización.
- La Relación Beneficio – Costo (B/C) es mayor que uno.

3.3.1.5 Adquisición

La adquisición de equipos está determinada por el diseño y cálculo de las variables de operación, que corresponden al dimensionamiento, potencia requerida, tipo de material, accesorios a utilizar.

a) Posibles modelos de adquisición

- Compra
- Alquiler con opción a compra
- Alquiler

b) ¿Quiénes deberían participar?

- Ingeniería de producción
- Ingeniería de reservorios
- Ingeniería de perforación
- Departamentos de suministros y contratos

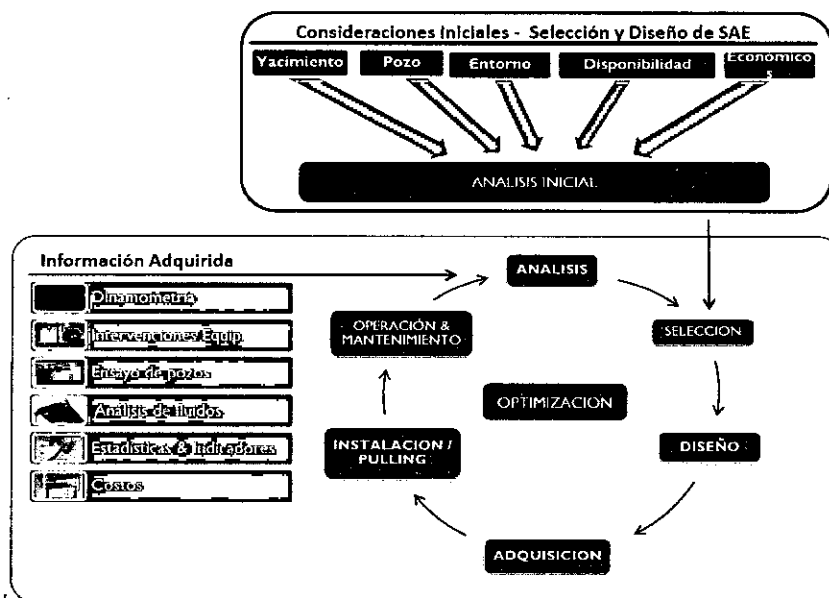


Figura 3.7. Ciclo Integral de Gestión de ALS.

Fuente: Autor.

3.3.1.6 Instalación / Pulling

Son los trabajos efectuados para la instalación de los equipos tanto de superficie como de subsuelo, una vez adquiridos por el departamento competente o empresa de servicios correspondiente. Instalación para el caso de pozos en donde se instalarán por primera vez un sistema de levantamiento artificial, mientras que Pulling se realiza se realiza cuando este ya opera con uno y se decide optimizarlo o cambiar el sistema con el cual produce, es decir adaptando al nuevo sistema seleccionado.

Estos trabajos se realizan mediante el servicio de pozos, que puede ser mediante un equipo de Workover, equipo de Pulling o equipo Wireline.

3.3.1.7 Inspección

Una vez realizada la instalación se procede a la prueba del sistema de levantamiento tanto del equipo de superficie como el de subsuelo y las facilidades de producción como la energía que energizará el sistema para su puesta en marcha, realizando los últimos ajustes en las variables de operación.

3.3.1.8 Operación

Es la puesta en marcha del sistema de levantamiento artificial instalado o rediseñado en un determinado pozo-campo. Esta puesta en marcha puede ser para reactivar un pozo abandono con potencia de producción, así como para aumentar la producción de un pozo en desarrollo.

3.3.1.9 Monitoreo

Este proceso nos permite monitorear el comportamiento de producción de los pozos para realizar los cambios necesarios que permita mantener la operación eficiente del equipo de producción seleccionado.

Durante el monitoreo del sistema de levantamiento artificial instalado, se puede determinar las fallas y problemas de operación, para la cual se presenta la siguiente metodología de diagnóstico como estrategia y consiste de cinco pasos básicos para poder determinar el problema. Los pasos son enumerados a continuación:

Paso 1. Antes de realizar el diagnóstico de los problemas es necesario determinar las variables para poder realizar con su determinado comportamiento dicho diagnóstico.

Cada una de estas variables dependerá del sistema de levantamiento artificial que usará, en este caso, de si es bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, bombeo por cavidades progresivas o gas lift. Dichas variables serán mencionadas con su correspondiente comportamiento. Estas variables no son escogidas al azar, ni tampoco son las variables usadas para realizar el diseño del sistema de levantamiento, ya que los dispositivos (sensores), están diseñados para captar el comportamiento de unas variables específicas. Por esto, en cada sistema de levantamiento las variables automatizadas varían.

Paso 2. Los dispositivos instalados deben leer el valor de cada variable en tiempo real, por lo tanto, se tendrá una gran cantidad de datos que deberán ser ordenados, para mejorar su entendimiento.

Paso 3. Es necesario tener en cuenta un valor de referencia para cada variable que permita determinar en qué momento esta se comporta de forma anómala, éste valor de referencia es determinado al inicio de operación de la bomba, cuando los sensores instalados muestran el comportamiento normal o ideal del bombeo.

Paso 4. Cada dato es graficado de tal manera que se pueda observar en qué momento ha empezado a actuar de forma diferente, es decir, ha dejado de ser el valor de referencia. En este caso este gráfico sería de cada variable contra el tiempo, para saber con certeza si estas variables, aumentan, disminuyen o se mantienen constantes.

Paso 5. Teniendo en claro, el comportamiento de cada variable se procede a determinar cuál es el problema que está afectando el sistema.

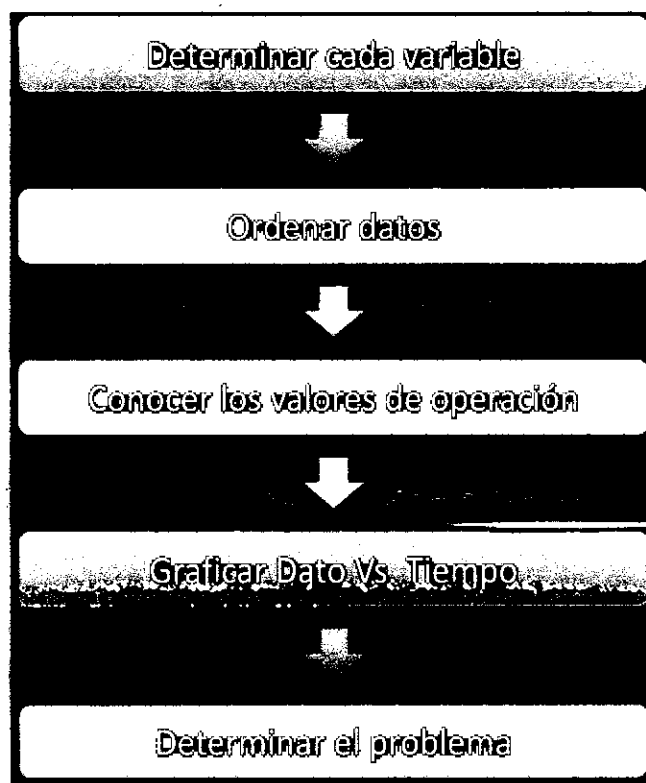


Figura 3.8. Metodología de diagnóstico.

Fuente: Elisa Dueñas, Daniel Beltran. Desarrollo de una metodología de diagnóstico de posibles problemas de producción aplicado a sistemas de levantamiento artificial para un campo maduro. Tesis de grado 2011.

a) Metodología aplicada al sistema de bombeo electrosumergible

La metodología consiste en determinar las variables que permitan diagnosticar el problema. Estas variables identificadas en el sistema de bombeo electrosumergible son:

- PIP (Presión a la entrada de la bomba).
- WHP (Presión en cabeza).
- Tm (Temperatura del motor).
- i (Corriente).
- V (Voltaje).
- F (Frecuencia).
- Vibración.

En el cuadro 3.4 se observa el comportamiento de las variables que permiten diagnosticar cada problema.

Cuadro 3.4. Diagnóstico de problemas BES.

COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES	POSIBLES PROBLEMAS
Aumento en la Presión Intake Frecuencia constante Aumento en la Temperatura Intake Fuertes caídas de corriente	Bloqueo por gas
Aumento de vibración Aumento en la Presión Intake Aumento en la Temperatura del motor	Problemas de sólidos
Aumento en la Temperatura Intake Aumento en la Temperatura del motor	Fluidos bombeados son circulados nuevamente hacia la entrada de la bomba a través de una fuga en la Tubería de producción.

Elaborado por: Autor.

Caso 1: Bloqueo por gas

Un bloqueo por gas se diagnostica cuando la presión de entrada y la temperatura aumentan, y la corriente cae, esto se produce cuando entra gas a la bomba, este gas se mezcla con el fluido de producción disminuyendo su gravedad específica, lo cual a su vez reduce la presión de levantamiento. Debido a que el gas toma el lugar del fluido en la bomba, el nivel de dicho fluido aumenta en el pozo, incrementando la Presión a la entrada de la bomba (PIP) y a su vez la Presión de fondo fluyendo (Pwf).

El incremento en la Pwf, genera una reducción en el caudal. Teniendo en cuenta que el fluido refrigerante del motor es el fluido de producción y que el caudal es una variable directamente proporcional a la velocidad del fluido, esta reducción en el caudal hace que la temperatura del motor se eleve. Como el gas está reemplazando al fluido en la bomba, el esfuerzo que tiene que hacer el motor es mucho menor y por ende la corriente que necesita va disminuyendo, en algunos casos hasta llegar al Underload (valor mínimo de corriente que necesita el motor para trabajar) causando que el motor se apague.

Entonces se puede diagnosticar cuando:

- Disminución de gravedad específica del fluido producido
- Disminución de la presión de levantamiento
- Aumento del nivel de fluido en el pozo
- Aumento de la presión de entrada de la bomba y P_{wf}
- Aumento de temperatura del motor
- Reducción de la corriente requerida del motor

Caso 2: Presencia de sólidos

En este caso, cuando el nivel de fluido, la presión de entra y la corriente aumenta, es porque hay presencia de sólidos en la bomba. Esto se explica ya que los sólidos restringen el paso del fluido, generando un aumento en el nivel de la columna de fluido del pozo, esto deriva en un incremento de la PIP. Además esta restricción del paso del fluido por el sistema evita la refrigeración adecuada del motor haciendo que la temperatura de este aumente. Al estar obstruido el paso del fluido, el motor requiere un mayor esfuerzo que se ve reflejado en el aumento de la corriente. Cuando la corriente llega al límite máximo establecido para el motor de este diseño, se apaga para evitar posibles daños en el mismo.

Tanto el aumento en la temperatura como la del esfuerzo del motor, causan a su vez un aumento en la vibración. Esta alta lectura de vibración puede resultar en un desgaste prematuro de la bomba.

Entonces se puede diagnosticar cuando:

- Aumento del nivel de fluido en el pozo
- Incremento de la presión PIP
- Aumento de la temperatura del motor
- Aumento de la corriente al aumentar el esfuerzo del motor
- Aumento en la vibración

Caso 3: Recirculación

Una de las primeras señales de este problema es que el caudal de producción cae a cero debido a que el fluido de producción sólo está llegando al punto donde se encuentra el daño de la tubería, regresando al fondo del pozo por el espacio anular, debido a esto el nivel de la columna de fluido en el pozo aumenta generando un incremento en la presión de entrada a la bomba (PIP).

Además, como la distancia que recorre el fluido es menor (esta distancia es desde la bomba hasta el punto de la falla), la potencia que requiere el motor para levantar el fluido disminuye, por lo tanto la corriente que consume decrece. Los fluidos recirculados son más calientes derivando en un aumento de la temperatura del motor.

Entonces se puede diagnosticar cuando:

- Disminución de la tasa de producción del pozo, algunas veces puede llegar a cero
- Aumento del nivel de fluido en el pozo
- Aumento de la presión PIP
- Disminución de la potencia requerida por el motor
- Reducción del consumo de corriente
- Aumento de la temperatura

b) Metodología aplicada al sistema de bombeo cavidades progresivas

En el sistema de bombeo por cavidades progresivas, las variables monitoreadas para realizar el diagnóstico son:

- Velocidad de operación (RPM)
- Torque (Lbf/pie)
- Corriente (Amperios)
- Voltaje (Voltios)

Caso 1: Tubería rota-no producción

Cuando hay tubería rota, el nivel de fluido aumenta hasta donde se encuentra el agujero en la tubería, es decir que la bomba solo levantara el fluido a través de ella hasta donde existe la avería, por ende la presión de levantamiento requerida para levantar el crudo disminuye, debido a que la bomba ya no lleva el fluido hasta superficie, esta disminución en dicha presión reduce el requerimiento de torque que se necesita para generar esa presión.

Al disminuir este requerimiento de fuerza, el sistema necesita menos corriente para funcionar lo que deriva en una caída de dicha corriente. Este problema de tubería rota se puede evidenciar a su vez por la disminución en la producción del pozo que caerá hasta llegar en algunos casos a cero.

Se puede diagnosticar cuando:

- El nivel de fluido aumenta
- Disminución de la presión de levantamiento
- Reducción del torque
- Disminución de la corriente, al reducirse el requerimiento de fuerza
- Disminución de la producción, en algunos casos puede llegar a cero

Caso 2. Flujo multifásico

En el caso de fluido multifásico, la principal característica que se puede observar es la disminución de la gravedad específica del fluido al encontrarse gas en solución y gas libre, esta menor gravedad específica se traduce en una reducción de la presión de levantamiento. Al entrar gas a la bomba el esfuerzo que debe realizar el equipo es menor, pero, al entrar líquido este esfuerzo aumenta. Lo que se puede observar en el registro del sensor es una lectura oscilante del torque, dependiendo de la presencia de gas. Es decir en el momento que ingresa gas a la bomba el torque disminuye debido al menor esfuerzo que debe realizar el equipo para llevar este fluido a superficie, pero cuando ingresa líquido a la bomba este torque aumenta.

Debido a que la necesidad de corriente por parte del equipo es directamente proporcional al esfuerzo que esté realizando la bomba, el valor de dicha corriente oscilará al igual que lo hace el torque.

Se puede diagnosticar cuando:

- Disminución de la gravedad específica del fluido producido
- Reducción de la presión de levantamiento
- Oscilación del torque
- Oscilación del consumo de corriente

Caso 3. Presencia de sólidos

En este caso, la presencia de sólidos en la bomba, genera un mayor esfuerzo por parte de esta para poder levantar el fluido a superficie. Este esfuerzo mayor se ve reflejado en el aumento del torque necesario para realizar el trabajo.

Un aumento en el torque significa una mayor necesidad de corriente del sistema. Dependiendo del grado de contenido de sólidos, este problema podría derivar en un atascamiento o en un apagado del sistema debido a los altos requerimientos de corriente. Al comenzar a percibirse el arenamiento en el pozo, los granos de arena efectúan un comportamiento tipo balinera lo que provoca un aumento inicial en la velocidad, después se estabiliza.

Se puede diagnosticar cuando:

- Aumento del torque
- Incremento del consumo de corriente
- Atascamiento o apagado del sistema por altos requerimientos de corrientes

Cuadro 3.5. Diagnóstico de problemas PCP.

COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES	POSIBLES PROBLEMAS
Baja Producción Velocidad Normal Bajo Torque	<ul style="list-style-type: none"> • Tubería rota • Alto GOR • Bajo nivel de fluido • Bomba pegada
Baja Producción Baja velocidad	<ul style="list-style-type: none"> • Arenamiento • Problemas en el drive System • Hinchamiento del estator
Flujo errático Velocidad errática Torque errático	<ul style="list-style-type: none"> • Varillas demasiado pequeñas • Hinchamiento del estator
Flujo errático Velocidad normal	<ul style="list-style-type: none"> • PCP dañado • Bajo nivel de fluido
Flujo errático Baja velocidad	<ul style="list-style-type: none"> • PCP dañado • Daño por presencia excesiva de arena
No producción Estancado	<ul style="list-style-type: none"> • Arenamiento. • Desgaste del estator
No producción Bajo Torque	<ul style="list-style-type: none"> • Varillas separadas • Tubería separada
No producción Torque normal	<ul style="list-style-type: none"> • Agujero en tubería • PCP dañada

Elaborado por: Autor.

c) Metodología aplicada al sistema de bombeo mecánico

En el sistema de bombeo mecánico, la herramienta utilizada es el dinagrama. Se ha determinado que la toma de cartas dinamométricas es útil para detectar los problemas que existen en el campo cuando el sistema de bombeo mecánico no produce. El dinagrama permite conocer el porcentaje de llenado de la bomba, lo que permite detectar los problemas que pueden ocurrir.








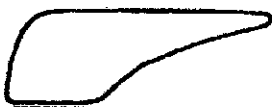

PROBLEMA	DINAGRAMA DE FONDO
Llenado Completo- Tubería Anclada	
Bomba llena – Tubería sin anclar	
Golpe de fluido moderado	
Golpe de fluido severo	
Fuga en válvula viajera ó en pistón	
Fuga en válvula fija de la bomba	
Bomba bloqueada por gas	
Interferencia por gas	
Varilla partida	

Figura 3.9. Cartas tipo para análisis de dinagramas.
Elaborado por: Autor.

Caso 1: Tubería Anclada

Cuando la tubería no está anclada o si el ancla no está sujetando, la forma de la carta dinamométrica de fondo para bomba llena se inclina hacia la derecha. Cuando el pistón comienza a subir en el punto A, la válvula viajera empieza a tomar la carga del fluido mientras la presión en el barril de la bomba comienza a caer. Cuando el pistón comienza a tomar la carga del fluido de la tubería, la tubería empieza a contraerse. En un primer momento la tubería y la válvula fija suben a la misma razón que el pistón. Ya que la distancia relativa entre la válvula viajera y la fija permanece constante, la carga en el pistón no cambia. Al aumentar la velocidad del pistón rápidamente alcanza la tasa de contracción de la tubería y en el punto B, el pistón ha recogido más del 50% de la carga del fluido. Finalmente, en el punto C, la tubería ha retomado a su posición no-estirada y el pistón ha recogido completamente la carga de fluido. De C a D la tubería ha cerrado, la válvula fija está abierta, y el pistón soporta la carga de fluido. Por lo tanto, la carga de fluido en el pistón permanece constante.

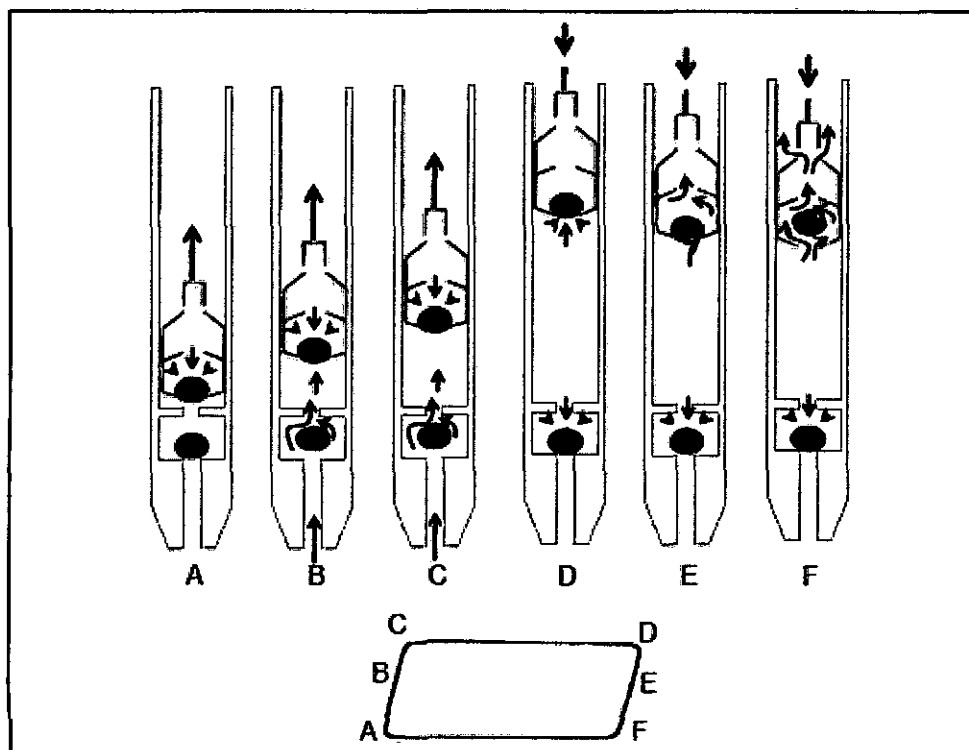


Figura 3.10. Comportamiento de bomba Tubería anclada.

Fuente: NAVARRETE, Juan Carlos y TORRES, Juan Efe. Proyecto de Grado. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas.

Caso 2: Interferencia por Gas

Cuando hay interferencia por gas una mezcla de líquido y gas libre están entrando a la bomba. Se debe tener en cuenta que la presión en el barril de la bomba debe ser mayor que la presión sobre el pistón para abrir la válvula viajera. Para abrir la válvula fija, la presión en el barril de la bomba debe ser menor a la presión de entrada a la bomba.

El pistón se mueve de A hasta B antes de que la presión en el barril caiga lo suficiente para recoger completamente la carga de fluido y abra la válvula fija. Desde A hasta B el pistón está expandiendo el gas de la bomba. Si no hubiera gas en el barril de la bomba, la presión caería muy rápido, y la válvula fija abriría tan pronto el pistón comience a subir. Pero, debido a la presencia de gas libre en la bomba, una parte significativa de la embolada se desperdicia expandiendo gas en lugar de producir más líquido.

En el punto B, la carga del fluido es soportada completamente por el pistón, la válvula fija está abierta y el fluido está entrando al barril. Esto continúa durante el resto del recorrido hasta el punto C.

En el punto C, el pistón de la bomba ha alcanzado el tope de su recorrido y se acerca a una parada momentánea antes de empezar a descender.

En el punto D, el pistón se está moviendo hacia abajo. La válvula viajera está cerrada ya que la presión sobre ella es mayor que la presión por debajo. Debido a que la presión del barril está aumentando, la carga en las cabillas está bajando.

En el punto E, el pistón ha bajado más y ha comprimido la mezcla de gas y líquido en la bomba a una presión mayor. Esto reduce aún más la carga de las cabillas. Ya que la presión en este punto sigue siendo menor que la presión sobre el pistón, la válvula viajera continúa cerrada.

En el punto F, el pistón ha bajado lo suficiente para comprimir el fluido en el barril a una presión mayor que la que está sobre el pistón. En este instante la válvula viajera se abre y el fluido en el barril de la bomba es transferido a la tubería. La válvula viajera permanece abierta durante el resto de la carrera descendente.

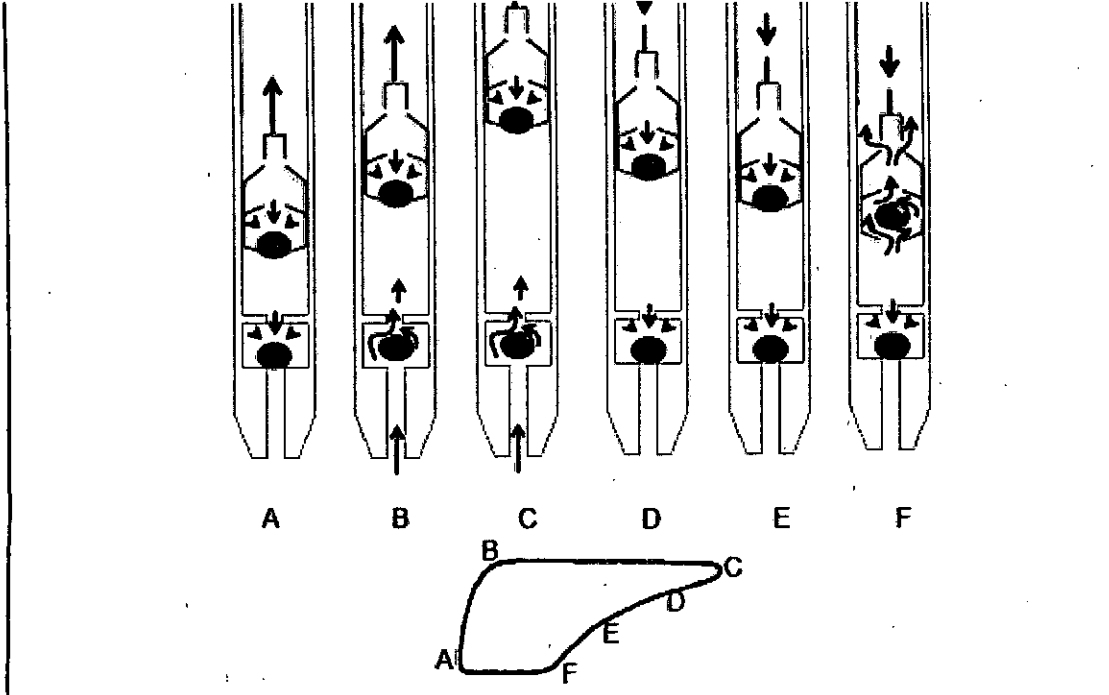


Figura 3.11. Interferencia por gas.

Fuente: NAVARRETE, Juan Carlos y TORRES, Juan Efe. Proyecto de Grado. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas.

En la carta dinamométrica de este caso, se observa que, en el corrido descendente, como el gas ocupa un espacio muy considerable en la bomba al descender este hace un pequeño esfuerzo y por lo tanto la figura es encorvada pero con menor intensidad que un golpe de fluido.

Caso 3: Golpe de fluido

En el punto A el pistón comienza a subir. La válvula viajera cierra y la válvula fija abre. Desde A hasta B, el fluido está entrando al barril y el pistón soporta toda la carga del fluido. Sin embargo, debido a que no hay suficiente fluido para llenar el barril de la bomba, al final de la carrera ascendente la bomba está parcialmente llena con fluido y parcialmente llena con gas a baja presión. Al iniciar la carrera descendente, al no haber fluido para abrir la válvula viajera, permaneció cerrada. La carga en el pistón permanece alta (excepto por una pequeña caída debido a la fricción cabilla-tubería), hasta que el pistón golpea el fluido en el punto D.

En este instante, la válvula viajera abre y el fluido se transfiere rápidamente del pistón a la tubería. Debido a que en este punto el pistón está viajando cerca de su máxima velocidad, el pistón, el barril de la bomba y las cabillas están sujetos a un fuerte impacto.

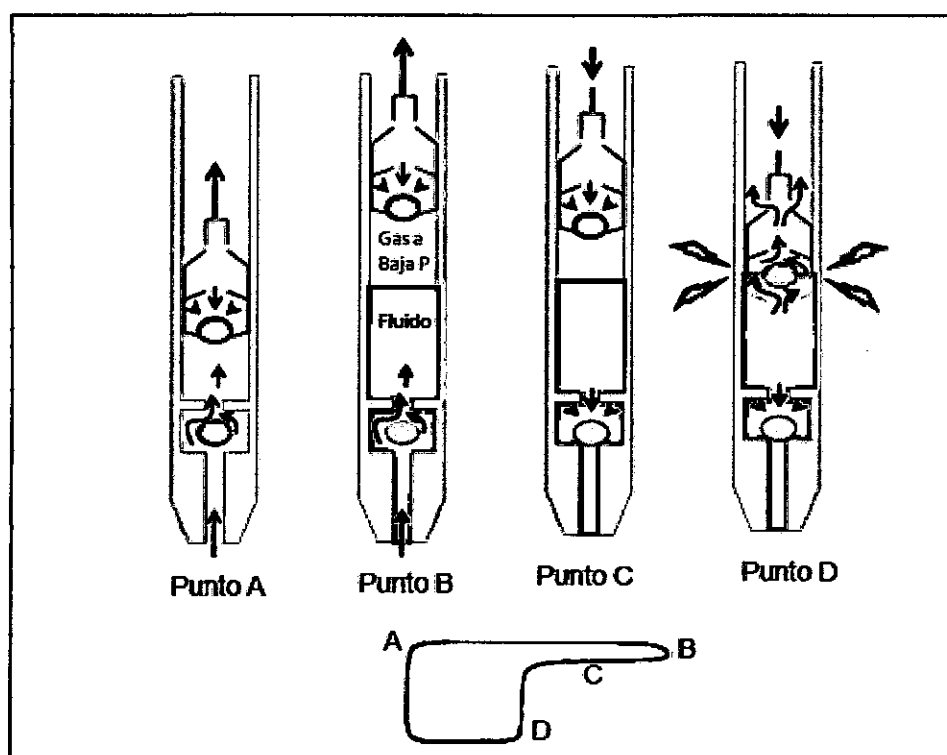


Figura 3.12. Golpe de fluido.

Fuente: NAVARRETE, Juan Carlos y TORRES, Juan Efe. Proyecto de Grado. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas.

Caso 4: Fuga en válvula viajera o en el pistón

La principal característica de la forma de esta carta dinamométrica es lo redondeado en la mitad superior de la carta. Esto sucede porque la válvula viajera o el pistón no pueden tomar completamente la carga del fluido como sucede en una carta de bomba llena.

El pistón al iniciar su carrera ascendente, toma lentamente la carga del fluido. Pero, debido a que el fluido se está fugando hacia el barril de la bomba, la presión en el barril no cae lo suficientemente rápido para que el pistón recoja la carga completa de fluido. Para crear suficiente diferencial de presión para tomar la carga del fluido el pistón debe moverse más rápido que la fuga presente en él. Dependiendo de la severidad de la fuga, el pistón podrá o no, recoger completamente la carga de fluido. La carga máxima de fluido en el pistón ocurre aproximadamente a la mitad de la carrera donde el pistón viaja a su máxima velocidad. Sin embargo, después de este punto, al bajar la velocidad el pistón, la fuga de fluido provoca una pérdida de carga en el pistón el paso del fluido del pistón hacia el barril, hace aumentar la presión dentro del barril de la bomba. Esto se traduce en menos carga de fluido sobre el pistón a medida que su velocidad se reduce hacia el final de su recorrido. En la carrera descendente, cuando la válvula viajera abre y la carga de fluido es transferida a la tubería, la fuga en la válvula viajera o el pistón no tiene efecto alguno. Por tanto, la carga del fluido durante la carrera descendente permanece constante e igual la fuerza de flotación en el fondo de la sarta de cabillas.

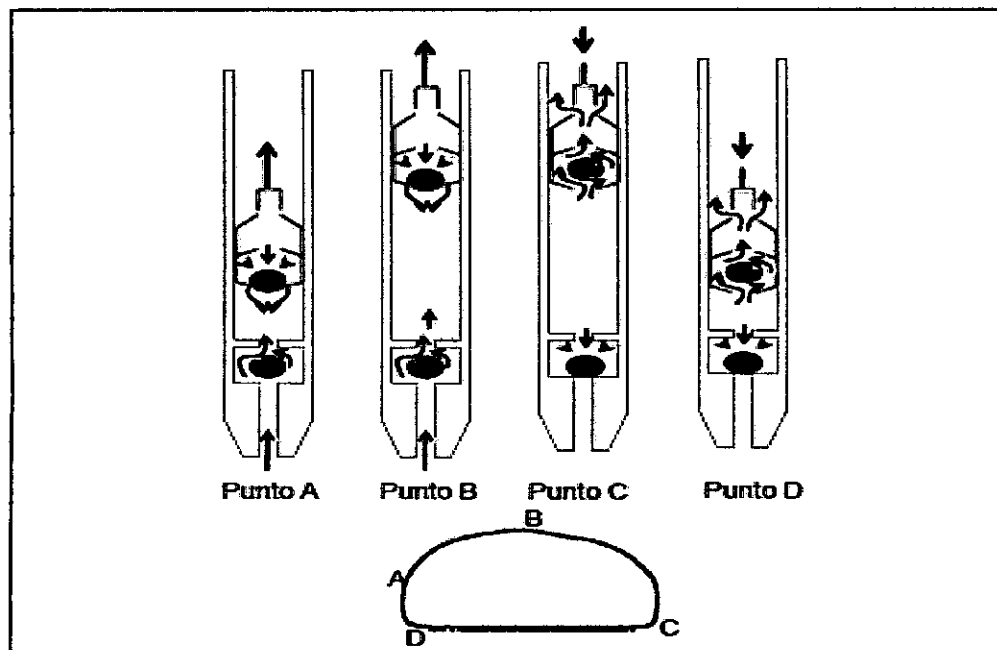


Figura 3.13. Fuga de fluido.

Fuente: NAVARRETE, Juan Carlos y TORRES, Juan Efe. Proyecto de Grado. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas.

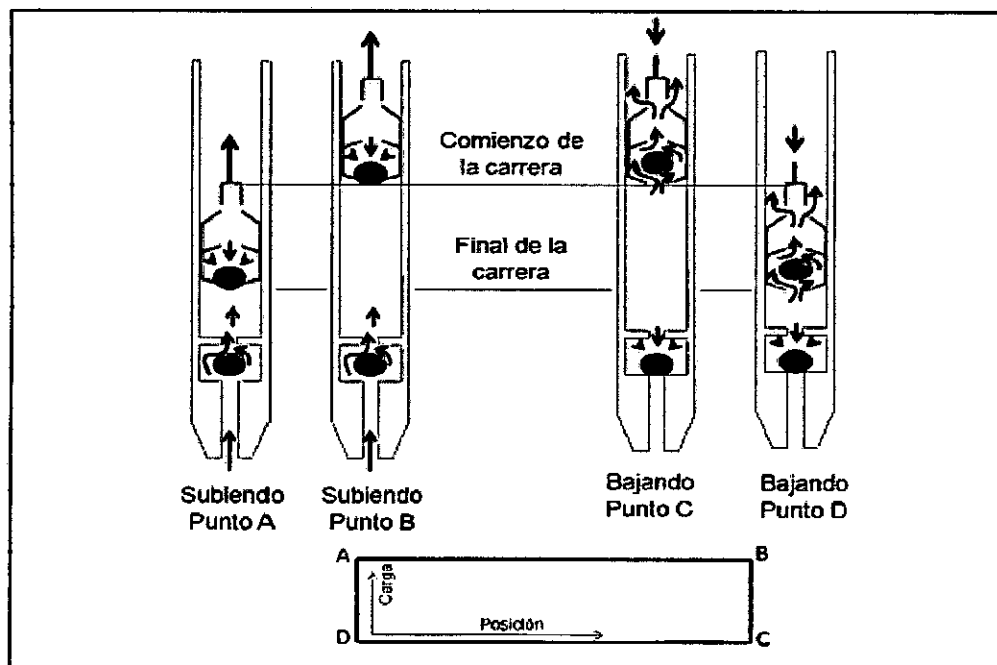


Figura 3.14. Dinagrama de Fondo teórico con bomba llena.

Fuente: Autor:

d) Metodología aplicada al sistema gas lift

En el sistema de Gas Lift, las variables monitoreadas para realizar el diagnóstico son:

- La presión en el casing.
- Volumen de inyección.

La presión del casing permite determinar el comportamiento del pozo y las características de producción, mientras que la cantidad de gas inyectado, afecta directamente la producción del pozo.

Cuadro 3.6. Comportamiento de variables en Gas Lift.

COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES	POSIBLES PROBLEMAS
Alta Presión del casing Bajo Volumen de inyección	<ul style="list-style-type: none">• Tamaño del choque muy grande• La válvula de operación puede estar parcialmente taponada
Baja Presión del casing	<ul style="list-style-type: none">• Tamaño del choque muy pequeño• El choque puede estar taponado
Reducción en el volumen de Inyección Reducción de la producción	<ul style="list-style-type: none">• Depósitos de parafina o costras en la línea de flujo• Apertura parcial de la válvula cheque en la línea de flujo• Tamaños inadecuados en las líneas de flujo
Baja presión en el casing Incremento en el volumen de inyección	<ul style="list-style-type: none">• Fuga en tubería.

Elaborado por: Autor.

Caso Ejemplo: Tubería Rota

Cuando se da una caída en la presión del casing es decir la presión de inyección, esto es debido a la rotura que presenta la tubería que también se ve reflejada en la disminución en la presión de producción en el cabezal de pozo (THP) y un aumento en la tasa de inyección de gas.

3.3.1.10 Optimización

Este proceso consiste en acondicionar los parámetros de operación durante la producción del pozo, en donde se ha instalado el sistema artificial seleccionado mediante el monitoreo en su operación para lograr la eficiencia del sistema y maximizar la producción de hidrocarburos. Sin embargo, la optimización es más que solo control y análisis. Implica un enfoque sistemático hacia la operación de pozos, la gestión de operaciones en campo y la explotación de reservas de modo eficiente.

Este proceso nos permite:

- Reducir los costos de operación y mantenimiento, ya que el levantamiento sería más eficiente.
- Incrementar la producción de crudos ya que se adapta a la capacidad de aporte de fluidos, energía del yacimiento y operación del sistema de levantamiento artificial.

3.3.2 Participantes

Se detalla en la figura los participantes, áreas competentes dentro de una gestión para el análisis, selección y diseño de un sistema de levantamiento artificial a implementar (figura 3.15). Para el cual se debe seguir el método establecido mediante los procesos propuestos de análisis, selección, diseño, adquisición, instalación / pulling, inspección, operación, monitoreo y optimización.

PARTICIPANTES	
OPERADORA	SERVICIOS
<ul style="list-style-type: none">• Ingeniero de producción / productividad• Operaciones de producción• Reservorios• Perforación• Suministros• Contratos	<ul style="list-style-type: none">• Comercialización• Ingeniería de Aplicación• Ingeniería/ Operaciones de Campo• Ventas

Figura 3.15. Participantes en la Gestión de ALS.
Fuente: Autor.

3.4 SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición. Para este caso en particular, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizarán los sistemas de levantamiento artificial y los rangos de aplicación para cada uno de ellos.

En el presente trabajo se muestra una recopilación de datos de manera organizada acerca de los sistemas de levantamiento artificial mostrada en el capítulo previo, con el fin de mostrar los rangos de aplicabilidad de cada uno de ellos, así como las condiciones en las cuales no poseen un óptimo rendimiento. La recopilación de información acerca de los sistemas no convencionales nombrados previamente se hace difícil, ya que estos sistemas no se aplican con mucha frecuencia en comparación con los sistemas convencionales, y la información disponible en la literatura es escasa. Sin embargo el objeto de esta investigación es presentar un screening basado en la información encontrada en textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados a esta área, para proponer los posibles rangos de operación de estos sistemas no convencionales.

El screening realizado en esta investigación para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, se muestra en los anexos, el cual será empleado más adelante en el desarrollo de la metodología de selección. El screening para los SLA combinados no fue realizado, ni tampoco se tuvo en cuenta en el desarrollo de la herramienta por ser sistemas que funcionan a altas tasas de flujo, y el propósito de este estudio es el desarrollo de una herramienta de selección de SLA que se adapten muy bien a condiciones de bajas tasas de flujo, que son las condiciones que presenta los campos petroleros del Perú.

Para realizar este proceso se seleccionaron una serie de variables y características técnicas propias de cada sistema de levantamiento, basados en proyectos anteriores sobre selección de sistemas de levantamiento artificial convencionales. El screening realizado para cada método partió del agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos.

Estos grupos son:

- Características de yacimiento, producción y pozo.
- Características de los fluidos producidos.
- Características de las facilidades de superficie.

Para cuantificar el grado de aplicación de cada método de levantamiento se asigna una calificación cualitativa y cuantitativa dependiendo del comportamiento del sistema para un rango específico de una variable en particular. Las calificaciones cualitativas se presentan a continuación:

No Recomendado: Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento dentro de este rango, dado que el sistema no está diseñado para dichas condiciones, por lo tanto, el sistema no funcionaría o tendría una vida útil excesivamente corta.

Limitado: Dentro de este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones, que podrían llevar a la necesidad de un diseño especial del sistema para adaptarlo a las condiciones solicitadas.

Bueno a regular: Además de presentar un alto grado de aplicabilidad del sistema y por lo tanto, un periodo prolongado de vida útil dentro de este rango, el sistema en cuestión presentará una buena eficiencia de operación.

Excelente: Es rango en el cual el sistema de levantamiento artificial presenta su mejor funcionamiento, tanto en su eficiencia de operación, como en su periodo de vida útil y por lo tanto es el rango más aconsejado para su implementación.

Óptimo: Es el rango en donde el sistema de levantamiento presenta su rendimiento óptimo, excelente para implementar.

3.4.1 Factores que afectan la selección de un sistema de levantamiento artificial

Existen numerosos factores que afectan la selección de un método particular de levantamiento artificial. Entre los más relevantes se encuentran: características de producción, propiedades del fluido, características del hueco, facilidades de superficie, locación, fuentes de energía disponible, problemas operativos, tipo de completamiento, entre otros. A continuación se definirán algunas de estas características, utilizadas en la selección de los sistemas de levantamiento.

1. Información de yacimiento y pozo: Aquí se encuentran las variables que describen el estado mecánico actual del pozo, así como también las condiciones bajo las cuales se desea poner en producción. Estas son descritas a continuación.
 - Presión de Fondo Fluyendo: Es la presión que suministra la formación al fluido producido en la cara del pozo, tomada a la profundidad media de la zona cañoneada; en caso que exista más de un intervalo productor, se elige la presión del más profundo. Debe ingresarse en libras por pulgada cuadrada absolutas (psia).
 - Tasa de producción de líquido: la tasa total de producción de líquido es el factor que controla la selección de un método de levantamiento. Es la tasa de flujo total que se espera obtener de un pozo particular. Las unidades que se deben utilizar para esta variable son barriles de fluido por día (BPD).
 - Número de pozos: Se refiere al número total de pozos que se desea poner en producción y en los cuales se aplicará el SLA seleccionado. Se debe ingresar un número entero.
 - Profundidad de perforaciones: Se debe considerar la profundidad medida del pozo sobre la profundidad vertical. En caso que no se cuente con la profundidad medida, se puede usar la profundidad vertical para realizar una aproximación, aunque este valor no ofrece la misma confiabilidad. Los diseños de Chamber lift son capaces de levantar a grandes profundidades incrementando el volumen del bache. Los diseños de gas lift intermitente son ineficientes debido al escurrimiento de líquido pero es aplicable para

esto el diseño de Plunger lift debido a que disminuye considerablemente los problemas de escurrimiento. Se debe suministrar en pies (ft).

- **Profundidad de Nivel de líquido:** Se refiere a la profundidad a la cual se encuentra ubicado el nivel de líquido. Esta variable solo es utilizada por el sistema RECOIL. Se debe suministrar en pies (ft).
- **Diámetro del Casing:** Es el diámetro interior de la tubería de revestimiento, a través de la cual se bajara el equipo de subsuelo del SLA que se desea implementar. Esta variable está limitada por el tamaño del hueco en las etapas preliminares en un programa de perforación. Muchas variables determinan el tamaño del casing para un pozo particular en un área en particular, tales como los problemas en el hueco (zonas anormales de presión, pegas, pérdidas de circulación, entre otras), precio de la tubería y la disponibilidad. Debe suministrarse en pulgadas (in).
- **Grado de inclinación del pozo:** Hace referencia al grado de desviación del pozo con respecto a la vertical, medida en su parte más inclinada, donde el valor de la desviación tiende a ser constante. Para huecos altamente desviados todos los tipos de levantamiento artificial requerirán de potencia adicional. Se debe ingresar en grados (°).
- **Severidad Dogleg:** Es una desviación súbita y no planeada de la trayectoria de perforación, dando como resultado secciones angulares dentro del pozo, las cuales dificultan el revestimiento del mismo, así como la instalación y operación de algunos SLA, y puede ser causal del cierre y abandono del pozo. Se mide en pies de desviación por cada 100 pies verticales (ft/100ft).
- **Temperatura:** Se debe usar principalmente la temperatura del fluido producido en la cara del pozo, para la zona productora de mayor profundidad si se conoce, o en su defecto, calcularla utilizando la temperatura del fluido en superficie y el gradiente de temperatura. De no conocerse el gradiente o la temperatura del fondo, se puede utilizar la temperatura del fluido en superficie para hacer una evaluación aproximada.

Altas temperaturas en el fondo de pozo reducirán el tiempo de vida de operación de algunos tipos de SLA. Por ejemplo el motor y el cable de la bomba electrosomergible se ven altamente afectados por las altas temperaturas. Se deben tener precauciones cuando la temperatura de fondo excede los 300°F. Se debe suministrar en grados Fahrenheit (°F).

- Tipo de completamiento: Hace referencia al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo. Puede ser sencillo, para una sola tubería y múltiple para 2 o más.
 - Tipo de Recobro: En esta parte se debe considerar la siguiente clasificación de los métodos de recobro: Primario, para el flujo natural y los SLA por si solos; Secundario, para la inyección de agua y gas; y Terciario, para todos los métodos de recobro térmicos y químicos.
2. Información de los fluidos: Se refiere a la caracterización de los fluidos que se obtendrán del pozo. Son descritas a continuación:
- BSW: Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos dentro de un volumen dado de fluido producido.
 - Viscosidad del fluido producido: Es la viscosidad del fluido que se desea levantar con el SLA, entendiéndose que dicho fluido estará conformado por una determinada fracción de agua y otra de aceite. Se debe medir a condiciones de presión y temperatura de pozo para que el resultado obtenido sea verdaderamente significativo. La unidad utilizada es el centipoise (cp).
 - Presencia de Fluidos Corrosivos: La corrosión en el fondo de pozo es causada por la electrolisis entre diferentes tipos de metales. Generalmente la corrosión causa daños en los equipos disminuyendo así el tiempo de vida de sus partes. Se debe especificar si el fluido producido presenta carácter corrosivo o no, el cual puede deberse principalmente al contenido de sustancias como H₂S y CO₂. Para esta variable se selecciona una lista ya predeterminada eligiendo sí o no según las condiciones.

- **Contenido de Arena Abrasiva:** Se refiere a la cantidad de arena producida junto con el fluido de producción, dentro de un volumen de muestra. La producción de abrasivos tales como arena causa problemas de erosión para todos los tipos de SLA. Se mide en partes por millón (ppm).
 - **GOR:** Es la relación entre la cantidad de gas obtenido en superficie y la cantidad de aceite producido. Se debe medir a condiciones estándar. Las unidades utilizadas son pies cúbicos de gas por cada barril de petróleo producido (SCF/STB).
 - **Presencia de contaminantes:** Se debe especificar la gravedad del daño causado por la acción de depósitos orgánicos e inorgánicos, tales como parafinas, asfáltenos, escamas, etc.
 - **Tratamientos aplicados:** Se debe indicar los tipos de tratamientos que se desea realizar simultáneamente con la operación del SLA, con el objetivo de determinar cuáles de ellos genera un menor impacto sobre las facilidades de superficie y subsuelo.
3. **Información de las facilidades de superficie:** Describe las condiciones de superficie con las cuales se cuenta para la instalación y operación del SLA. Estas son descritas a continuación:
- **Tipo de locación:** Indica las condiciones geográficas en las cuales se encuentra ubicado el campo al cual se le está realizando el análisis, puede ser: en tierra firme (onshore), costa afuera (offshore) o en puntos remotos y de difícil acceso.
 - **Energía eléctrica:** Hace referencia a la fuente de energía eléctrica. Puede ser comprada o generada.
 - **Espacio:** Debe especificarse si el espacio con que se cuenta para las instalaciones de las facilidades de superficie del SLA es amplio, estándar o reducido.

En los anexos se muestran los screening elaborados con los rangos de aplicación para cada variable de los sistemas de levantamiento artificial en estudio, los cuales son: Gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo jet, pcp, bombeo electrosumergible, plunger lift, chamber lift y recoil.

3.5 DESARROLLO DE HERRAMIENTA DE SELECCIÓN MEDIANTE MS EXCEL MACROS

A continuación se presenta la metodología que se llevó a cabo para la selección final del sistema de levantamiento artificial que mejor se adapte a las condiciones específicas del campo y los pozos en estudio.

Inicialmente se comparan los datos de cada una de las variables del campo en estudio con los datos que se muestran en el screening, y dependiendo de la similitud de estos datos con los del screening se genera un puntaje para cada variable. Luego se realiza una ponderación a partir de la relación del puntaje obtenido, con un porcentaje de influencia que es asignado a cada variable en estudio.

Dependiendo del sistema de levantamiento artificial que se evalúe, el porcentaje de influencia asignado depende de la importancia de las variables, ya que hay variables que son más relevantes.

Luego de hacer la ponderación, se consideran las limitaciones y no viabilidades para finalmente con estos tres criterios obtener una ponderación total, dicho resultado final indicará cual sistema de levantamiento artificial es el más apropiado para las condiciones del campo en estudio. Teniendo en cuenta que se maneja una gran cantidad de datos se hace indispensable el uso de sistemas informáticos para el manejo de datos con el fin de realizar los cálculos y comparaciones respectivos, por la cual se utilizó macros en Excel para desarrollar una herramienta que permita el análisis y selección, tomando la base de esta metodología la cual pertenece a un trabajo realizado en otro proyecto.

3.5.1 Metodología de selección

Para aplicar esta metodología se requiere el conocimiento de las variables que se presentan en el cuadro 3.7. Asimismo las variables ingresadas al programa se almacenan en matrices clasificadas de acuerdo a las características de las variables (información de yacimiento pozo, propiedades de los fluidos y locación).

Se presentan a continuación las matrices en las respectivas figuras.

Cuadro 3.7. Matriz de evaluación.

Propiedades	Nombre de la propiedad	Datos de entrada
Q	Tasa de producción de líquido	
Nw	Número de pozos	
Deep	Profundidad de operación	
Csg	Diámetro de casing	
Inc	Inclinación del pozo	
Dog	Severidad de dogleg	
Pwf	Presión fluyente de fondo	
°T	Temperatura del fluido	
Comp	Tipo de completación	
Recov	Tipo de recobro	
Bsw	Contenido de agua y sedimentos	
°Api	Gravedad api del fluido	
Visc	Viscosidad del fluido	
Sand	Contenido de arena	
Gor	Relación gas-aceite	
Cont	Contenido de contaminantes	
Fcorr	Presencia de fluidos corrosivos	
Loc	Tipo de locación	
Energía	Tipo de energía	
Esp	Espacio	

Elaborado por: Autor.

ALS SELECTION	
INFORMACION DE YACIMIENTO - POZO	
TASA DE PRODUCCION DE LIQUIDO	BPD
MAXIMA PROFUNDIDAD DE OPERACIÓN	FT
NÚMERO DE POZOS	
NIVEL DE LIQUIDO	FT
ID CASING	IN
GRADO INCLINACION DEL POZO	°
TEMPERATURA	°F
SEVERIDAD DOG LEG	°/100ft
TIPO DE COMPLETACION	
PRESION DE FONDO FLUYENTE(Pwf)	PSI
TIPO DE RECOBRO	
<input type="button" value="APLICAR"/> <input type="button" value="LIMPIAR"/>	

Figura 3.16 Matriz referente a la información de yacimiento-pozo.
Fuente: Als Simulator.

ALS SELECTION	
INFORMACION DE FLUIDOS	
BSW	%
VISCOSIDAD DE FLUIDO	Cp
GRAVEDAD DEL FLUIDO	° API
GOR	SCF/BBL
PRESENCIA DE CONTAMINANTES	
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA	
FLUIDOS CORROSIVOS	
<input type="button" value="APLICAR"/> <input type="button" value="LIMPIAR"/>	

Figura 3.17. Matriz referente a la información de fluidos.
Fuente: Als Simulator.

Figura 3.18. Matriz referente a la información de fluidos.
Fuente: Als Simulator.

El número total de variables que se requiere es de 20 y para alcanzar un mejor resultado se recomienda utilizarlas todas, sin embargo la herramienta en Excel ofrece una flexibilidad con la finalidad que si se desconoce alguna variable, esta pueda ser omitida. Se recalca que los pesos de cada variable no es la misma.

3.5.2 Evaluación Cuantitativa de los sistemas de levantamiento

Para cada uno de los rangos que se definieron en el screening se asignó por convención un valor numérico entre 0 y 4 para sistemas convencionales y de 0 a 3 para no convencionales, los cuales identifican a cada rango y permiten comparar el desempeño para cada variable. Estos rangos se presentan en el cuadro 3.8 y 3.9.

Cuadro 3.8. Valores numéricos de los rangos del screening para sistemas convencionales.

SISTEMAS CONVENCIONALES	
PUNTAJE	CONDICIÓN
4	Optimo
3	Bueno a excelente
2	Regular a bueno
1	Limitado
0	No recomendado

Elaborado por: Autor.

Cuadro 3.9. Valores numéricos de los rangos del screening para sistemas no convencionales.

SISTEMAS NO CONVENCIONALES	
PUNTAJE	CONDICION
3	Bueno a excelente
2	Regular a Bueno
1	Limitado
0	No recomendado

Elaborado por: Autor.

Con la información del screening y los valores numéricos de los cuadros anteriores, se elaboró una tabla llamada “Parámetros”, la cual contiene los rangos de clasificación de las propiedades para cada SLA convencional y no convencional y los valores numéricos correspondientes a cada rango, además contiene la asignación de influencia para cada variable dependiendo del SLA por medio de porcentajes. El significado de cada una de las propiedades fue presentado anteriormente.

Para determinar el desempeño que tendría un SLA para determinadas condiciones de operación de un pozo, se toman todas las variables almacenadas en la matriz evaluación y se comparan con los rangos establecidos en el screening, de acuerdo al rango en el que encajen los valores de la matriz evaluación, se le asigna un valor numérico correspondiente. El valor anterior se almacena en una matriz llamada puntaje, que permitirá más tarde obtener el ponderado final.

3.5.3 Asignación de porcentajes a las variables de evaluación

Para asignar los porcentajes a las variables de acuerdo a cada SLA se tuvo en cuenta el siguiente análisis: En primer lugar, se hizo una clasificación en tres grupos, teniendo en cuenta la importancia de cada variable al momento de implementar un SLA. (MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. 2007. Modificada).

Esta clasificación se muestra a continuación:

- Clase 1: “Variables Determinantes”; son aquellas que tienen una mayor influencia sobre las otras variables y sobre la selección del SLA, dado que no es viable cambiarlas a una condición específica por razones físicas y económicas. Se identifica con el número 1. En esta clase están: tasa de flujo, profundidad, BSW y GOR.
- Clase 2: “Variables limitantes”; son aquellas que delimitan la eficiencia y el funcionamiento de un SLA y resaltan las fortalezas y debilidades de un sistema con respecto a otro. A esta clase pertenecen 9 variables y varían de un SLA a otro. Se identifica con el número 2.
- Clase 3: “Variables complementarias”: son aquellas que no tienen una gran influencia en el proceso de selección, pero si ayudan a una mayor confiabilidad en el proceso. Dentro de esta clase se encuentran 7 variables. Se identifica con el número 3. Igual que para las variables de clase 2 varían de un SLA a otro.

Para poder estimar el valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables, es necesario hacer un estudio de una cantidad considerable de casos de campos. El procedimiento utilizado para el desarrollo de esta herramienta con el fin de definir los porcentajes más apropiados, se fundamentó en el método de prueba y error y en el análisis de resultados, en donde se hizo un análisis de la frecuencia con que cada variable era tomada como referencia para la selección de cada SLA, lo que permitió cuantificar la importancia relativa que tiene cada variable con respecto a las demás (BUCARAM, S.M. Recommendations and comparisons for selecting artificial lift methods. Society of petroleum engineers. N° 24843. 1993).

A partir de esta cuantificación, se hizo una distribución de porcentajes por clases, de acuerdo a la importancia de las variables pertenecientes a cada grupo, de la siguiente forma:

- Clase 1: 42%, sobre una base del 100%, la cual representa la totalidad de los casos en los cuales, por lo menos una de las variables contempladas en la presente metodología fue utilizada como criterio de selección.
- Clase 2: 40,5%, sobre la base del 100%.
- Clase 3: 17,5 %, sobre la misma base, con lo cual se verifica que los tres porcentajes asignados sumen entre sí, el 100% esperado.

Por último se estableció que las variables pertenecientes a una misma clase tienen el mismo porcentaje, luego el porcentaje para las variables de cada clase se calcula dividiendo el porcentaje de la clase sobre el número de variables pertenecientes a ella. De acuerdo a la clase los porcentajes para cada variable son:

- Variable clase 1: 10,5% (4 variables = 42%).
- Variable clase 2: 4,5% (9 variables = 40,5%).
- Variable clase 3: 2,5 % (7 variables = 17,5%).

Para el caso de la herramienta “ALS SIMULATOR” se implementó los mismos porcentajes obtenidos de dicho estudio.

Los valores de porcentaje asignado para cada variable dentro de cada sistema, se almacenan en una matriz llamada porcentaje, con la misma estructura de la matriz puntaje.

Cuadro 3.10. Cuadro de distribución de porcentajes.

VARIABLE	CLASIFICACION	% POR CLASE	# VARIABLES	% BASE
1	Variables Determinantes	42	4	10.5
2	Variables limitantes	40.5	9	4.5
3	Variables complementarias	17.5	7	2.5

Elaborado por: Autor.

3.5.4 Flexibilidad del sistema

En caso de que no se disponga de toda la información necesaria para realizar la selección por medio de esta herramienta, se consideró dar un cierto grado de flexibilidad a la herramienta, permitiendo que se realice la selección omitiendo algunas variables. Esta omisión puede ser de una o más variables, aunque supondría una inconsistencia respecto a la asignación de los porcentajes de las variables, ya que un determinado porcentaje no estaría siendo considerado en la toma de decisión final.

Para superar este inconveniente se utilizó una estrategia de estadística aplicada, utilizada en el área de análisis y toma de decisiones bajo riesgo, conocida como “Regla de decisión de Bayes”. Por consiguiente en ausencia de una o más variables se debe realizar una redistribución del porcentaje total dentro de las variables con las que se cuente, y que cumplan con las siguientes condiciones:

- La distribución de los porcentajes no puede hacerse de forma lineal, ya que cada variable debe recibir una fracción de porcentaje perdido de acuerdo a su importancia sobre la decisión final, la cual, está dada por el porcentaje inicial de cada variable.
- La suma de los incrementos o fracciones ganados por todas las variables con que se cuenta debe ser igual al porcentaje total correspondiente a las variables omitidas.
- La suma de todos los porcentajes finales después de la redistribución debe ser igual a 100%.

Teniendo en cuenta todo lo anterior se desarrolló el siguiente procedimiento para la redistribución:

1. Cuando se realiza la comparación del vector evaluación con los rangos para cada variable contenidos en la tabla parámetros se verifica si el valor existe o ha sido omitido. Si existe el valor se le asigna un valor en la matriz puntaje dependiendo al rango que pertenezca, sino se deja en blanco en la matriz puntaje y se le asigna un valor de cero en la matriz porcentaje.

2. Se calcula el porcentaje correspondiente a las variables con las que se cuenta, sumando los porcentajes asignados a todas las variables. A este valor se le llama porcentaje de trabajo.
3. Se calcula mediante la siguiente ecuación 3.3. donde la sumatoria va desde 0 hasta 20, considerando de esta forma las 20 variables tenidas en cuenta para cada sistema en particular.

$$\text{Porcentaje de trabajo} = \sum_0^{20} \text{porcentaje} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

4. Se calcula el porcentaje correspondientes a las variables omitidas, haciendo la diferencia entre el 100% y el porcentaje de trabajo. Este valor es conocido como porcentaje perdido y es la cantidad que debe ser distribuida entre las variables no omitidas.

$$\text{Incertidumbre} = \text{porcentaje perdido} = 100 - \text{porcentaje de trabajo} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

5. Para cada variable no omitida se calcula un factor de consumo, como la relación entre el porcentaje base de dicha variable y el porcentaje de trabajo. Este factor representa la fracción del porcentaje perdido que recibirá la variable durante la redistribución.

$$\text{Factor de consumo} = \frac{\text{porcentaje}}{\text{porcentaje de trabajo}} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

6. Se calcula el valor neto del incremento de porcentaje que debe recibir cada variable, multiplicando el factor de consumo por el valor perdido.

$$\text{Incremento} = \text{Factor de consumo} * \text{porcentaje perdido} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

7. Finalmente se calcula el nuevo porcentaje de influencia que tendrá cada variable adicionando el incremento anteriormente calculado al porcentaje de trabajo inicial.

$$\text{Porcentaje nuevo} = \text{porcentaje} + \text{incremento} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Los nuevos porcentajes reemplazan progresivamente los valores almacenados en la matriz porcentaje para todas las variables en todos los SLA, de tal manera que al final la suma total debe dar 100%.

3.5.5 Ponderación y selección del sistema más apropiado

Luego de que se cuenta con los puntajes obtenidos por los diversos SLA para todas sus variables, y los porcentajes ajustados para proporcionar un análisis confiable, el paso a seguir consiste en ponderar y unificar la información. Para ello se toma el desempeño general de cada SLA, el cual depende de la ponderación de cada variable de cada sistema. Esta ponderación individual se almacena en una matriz llamada Ponderado, el cálculo de este se indica a continuación:

$$\text{Ponderado} = \frac{\text{puntaje} \cdot \text{porcentaje}}{4} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Luego de tener cada ponderado individual, se suman todos y se obtiene un ponderado total que es almacenado en un vector llamado ponderado total.

$$\text{Ponderado Total} = \sum_0^{20} \text{Ponderado} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Otro criterio que se debe considerar para la consolidación de la información es la viabilidad del sistema, que es representada por las variables cuyos valores en la matriz puntaje son diferentes a cero. Para este fin se recorre la matriz puntaje en busca de los valores ceros y se almacena la suma de los porcentaje correspondientes a tales valores dentro de una matriz llamada ceros.

$$\text{Ceros} = \sum_0^{20} \text{Ponderado} \text{ o Puntaje} = 0 \quad \text{Ecuación 3.10}$$

El tercer criterio que se utiliza, es el porcentaje de no limitación del SLA, es decir, la cantidad de casos viables en los cuales dichos sistemas funcionan sin restricciones de ningún tipo, y que dentro de la metodología están representados por las variables cuyo valor en la matriz puntaje es igual a 1.

$$\text{Unos} = \frac{20}{0} \text{ Ponderado} \quad \text{o} \quad \text{Puntaje} = 1$$

Ecuación 3.11

Para determinar el porcentaje de funcionamiento para cada SLA, al 100% se le sustrae el porcentaje total por no viabilidad y el porcentaje total por limitaciones.

Considerando todos los criterios mencionados, se llega finalmente a la definición de un valor criterio que unifica los tres y será el criterio mediante el cual se identifique el mejor SLA para un caso en particular. Este criterio se define como Ponderado Final y se almacena en un cuadro llamado “Ponderado final”.

$$\text{Ponderado final} = \text{ponderado total} * X1 + (100 - \text{ceros} * X2 - \text{unos}) * X3$$

Ecuación 3.12

Como se observa en la ecuación 3.12, a cada uno de los tres criterios mencionados se le multiplica por un factor X_n que representa la importancia o valor relativo de cada criterio dentro de la decisión final. Este factor está definido como una fracción entre cero y uno, de tal forma que la suma de los tres de igual a 1. Los valores de estas tres fracciones se han definido así:

$$X1 = 0,5 \quad X2 = 0,35 \quad X3 = 0,15$$

Estos valores fueron obtenidos de la comparación estadística y cuantitativa de los tres criterios, al determinar el grado de interrelación entre los mismos. El valor $X1$ es mayor que el de los otros dos factores, dado que relaciona mayor cantidad de información y de cierta forma contiene a los otros dos. Por otra parte $X2$ recibe un valor mayor que el de $X3$ ya que estadísticamente los valores de viabilidad ejercen una mayor influencia sobre la decisión final que la ejercida por los de limitación.

Luego de haber hallado los ponderados finales para todos los SLA, se ordenan dichos sistemas de mayor a menor valor a partir del ponderado final, entendiéndose que el método de levantamiento con mayor ponderado final será el más recomendado y el de menor ponderado será el menos recomendado.

3.5.6 Criterio de selección final

Hace referencia al “Desempeño Global”, las “Condiciones de No aplicabilidad” y las “Condiciones de Limitación” simultáneamente, constituyéndose así, en un único valor de gran significado, el cual, es utilizado como parámetro para ordenar los SLA, y determinar cuál o cuáles son los más adecuados para ser implementados, así como cuáles de ellos no son recomendables para las condiciones evaluadas. Los valores de los criterios de selección final para todos los SLA son almacenados en el cuadro Ponderado Total, se miden como “% de posibilidad de éxito” y oscilan en un rango de 0 a 100%. Dependiendo de dicho valor, se da también una clasificación cualitativa de los SLA, y se describe a continuación:

Cuadro 3.11. Criterio de Selección Final para sistemas convencionales.

%	CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL CSF
0 - 30	No recomendado
31 - 50	Limitado
51 - 65	Regular
66 - 80	Bueno
81 - 90	Excelente
91 - 100	Optimo

Elaborado por: Autor.

Cuadro 3.12. Criterio de Selección Final para sistemas no convencionales.

%	CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL CSF
0 - 20	No recomendado
21 - 40	Limitado
41 - 60	Regular
61 - 80	Bueno
81 - 100	Excelente

Elaborado por: Autor.

3.6 HERRAMIENTA DE SELECCIÓN “ALS SIMULATOR”

La herramienta sistematizada para la evaluación y selección de los sistemas de levantamiento artificial convencionales – no convencionales “ALS SIMULATOR” es una herramienta creada en Ms Excel con utilización de macros y programación en visual basic, que permite identificar tanto los sistemas de levantamiento artificial convencionales como los no convencionales más adecuados a una serie de condiciones dadas por el usuario para un pozo de petróleo.

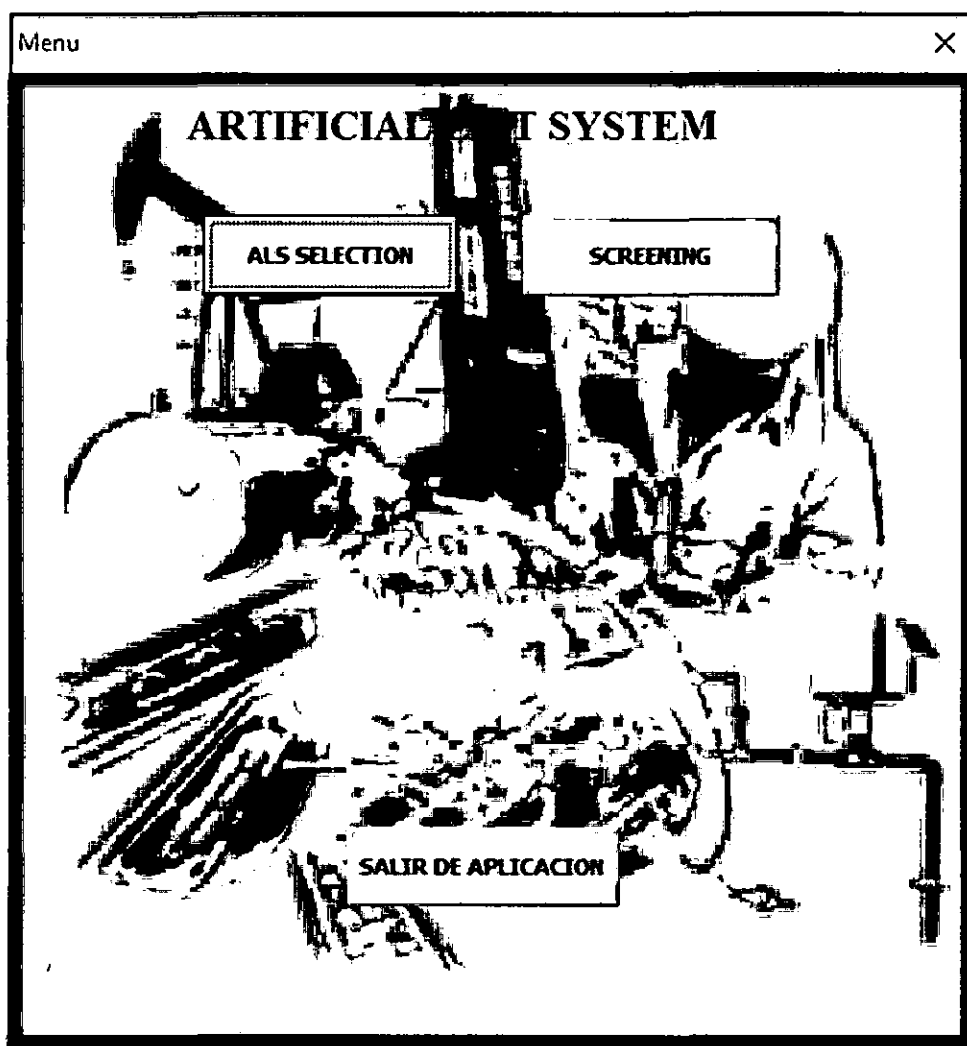


Figura 3.19. Presentación inicial de la Herramienta ALS SIMULATOR.
Fuente: Als Simulator.

Esta herramienta presenta dos pestañas ALS SELECTION y SCREENING, la pestaña ALS SELECTION abre un formulario en la cual se ingresaran los datos del pozo a evaluar. Este formulario está clasificado por tres pestañas que son:

- Yacimiento: Se ingresan los datos del estado mecánico del pozo.
- Fluidos: Se ingresan los datos de las propiedades de los fluidos producidos.
- Locación: Se ingresan los datos referentes a la locación del pozo.

ALS SELECTION

ALS SELECTION

ENTRADA DE DATOS

YACIMIENTO FLUIDOS LOCACION

RESULTADOS

SISTEMAS CONVENCIONALES SISTEMAS NO CONVENCIONALES

MENU SALIR

Figura 3.20. Formulario ALS SELECTION.
Fuente: Als Simulator.

Mientras que la pestaña SCREENING muestra los rangos de operación aplicables para cada sistema de levantamiento artificial tanto convencional como no convencional.

The screenshot shows a window titled "SCREENING ALS" with a close button (X) in the top right corner. Inside the window, there are two main sections:

- SISTEMAS CONVENCIONALES**: This section contains a vertical list of buttons: "GAS LIFT", "PU", "ESP", "PCP", "HL", and "HJ". The "GAS LIFT" button is highlighted with a double border.
- SISTEMAS NO CONVENCIONALES**: This section contains a vertical list of buttons: "PLUNGER", "CHAMBER", and "RECOIL".
- MENU**: A button located at the bottom center of the window.

Figura 3.21. Formulario SCREENING ALS.

Fuente: Als Simulator.

Al hacer click en cada pestaña botón este vincula a la aplicación Excel en donde se aprecian los rangos de operación del sistema de levantamiento artificial correspondiente.

3.6.1 Ingreso de datos

El ingreso de datos se hace a través de la pestaña ALS SELECTION, el cual muestra tres botones: Yacimiento, fluidos y locación.

YACIMIENTO

INFORMACION DE YACIMIENTO

TASA DE PRODUCCION * BPD

MAXIMA PROFUNDIDAD DE OPERACION * ft

NUMERO DE POZOS

DIAMETRO CASING IN

GRADO DE INCLINACION °

TEMPERATURA °F

SEVERIDAD DOG LEG °/100ft

TIPO DE COMPLETACION

PRESION FLUYENTE DE FONDO PSI

TIPO DE RECUBRO

LOS CAMPOS CON * SON OBLIGATORIOS

APLICAR LIMPIAR GRABAR DATOS MODIFICAR

Figura 3.22. Pestaña ingreso de datos de yacimiento-pozo.
Fuente: Als Simulator.

PROPIEDADES DE FLUIDOS
X

INFORMACION DE PROPIEDADES DE FLUIDOS

BSW*

%

VISCOSIDAD DEL FLUIDO

cP

GRAVEDAD DE FLUIDO

°API

GOR*

SCF/BB

PRESENCIA DE CONTAMINANTES

CONTENIDO DE AREIA ABLASTIVA

PPM

CONTENIDO DE FLUIDOS CONTROSTIVOS

LOS CAMPOS CON * SON OBLIGATORIOS

APLICAR

LIMPIAR

GRABAR

MODIFICAR

Figura 3.23. Pestaña ingreso de datos de propiedades de fluidos.
Fuente: Als Simulator.

LOCACION

INFORMACION DE LOCACION

TIPO DE LOCACION

ENERGIA

RESTRICCION DE ESPACIO

APLICAR LIMPIAR GRABAR MODIFICAR

Figura 3.24. Pestaña ingreso de datos de locación.
Fuente: Als Simulator.

En cada formulario respectivo hay botones aplicativos para grabar los datos los cuales serán los que se exportarán, además se cuenta con un botón LIMPIAR, el cual permite deshacer los cambios cuando se ingresa mal los datos. El botón MODIFICAR permite restablecer los datos ingresados para realizar cambios. El botón APLICAR permite realizar la simulación de la evaluación.

3.6.2 Resultados y Exportar datos a Word

Los resultados de la evaluación se generan al hacer click en los botones SISTEMAS CONVENCIONALES – SISTEMAS NO CONVENCIONALES según corresponda el tipo sistema a elegir. Asimismo esta herramienta de aplicación tiene una opción botón EXPORTAR DATOS que permite generar un reporte de la evaluación del pozo en análisis, en donde muestra los resultados de la selección.

IV. EJECUCIÓN DE LA APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para la aplicación de la herramienta ALS SIMULATOR se tomó un pozo modelo para realizar la simulación de la evaluación y a partir de este realizar un análisis y diseño del sistema de levantamiento más adecuado de acuerdo a las características del pozo.

4.1 Análisis de pozo modelo

4.1.1 Recopilación de datos

Para este caso se seleccionó un pozo modelo, se recopilaron los datos para realizar la evaluación de selección, diseño y análisis técnico-económico.

Cuadro 4.1. Datos de pozo modelo M1.

DATOS DEL POZO	
Tubería de Revestimiento (Casing)	D.E. = 7" , D.I. = 6,276", 26 lbs/pie
Tubería de Producción (Tubing)	D.E. = 3,5" , D.I. = 2,992"
Intervalos perforados	Arena "Hi": 9893'-9924'
Profundidad media de los perforados	9909 ft
Packer (TVD)	9800 ft
DATOS DE PRODUCCIÓN	
Presión del reservorio (Pr)	4300 (Psi)
Presión de fondo fluyente (Pwf)	3513 (Psi)
Presión de cabeza (Pc)	35 (Psi)
Caudal del fluido (Qf)	976 (BFPD)
Corte de Agua (BSW)	72.03 %
Relación Gas - Petróleo (GOR)	24 (Scf/Bbl)
Temperatura de Superficie (Ts)	109 ° F
Temperatura de fondo (Tf)	230 ° F
° API	25.6
DATOS DE LA IPR	
Presión de fondo fluyente (Pwf) a Q deseado	2687 (Psi)
Caudal de producción deseado (Qf deseado)	2000 (BFPD)
Caudal de petróleo (Qo)	559 (BPPD)
Caudal de Agua (Qw)	1441 (BWPD)
Índice de Productividad (IP)	1.24 (BFPD/Psi)
Nivel estático (ft)	8727 (ft)
CONDICIONES DEL FLUIDO DEL POZO	
Gravedad Específica del Agua γ_w	1.03
Gravedad Específica del Petróleo γ_o	0.901
Gravedad Específica del Gas γ_g	1.5878

Presión de burbuja (Pb)	78 (Psi)
Factor Volumétrico del Agua (Bw)	1.0439 (BLS/BF)
Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	1.0454 (BLS/BF)
Factor Volumétrico del Gas (Bg)	0.686 (BLS/MSCF)
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
Voltaje Primario Disponible	13800 (V)
Capacidad de la Fuente de Energía	Sistema Estable
Frecuencia	60 (Hz)

Fuente: VACA, Luis. Análisis técnico económico para el cambio de Sistema de levantamiento artificial de bombeo Hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos con alto potencial en el área sachá. 2012.

Cuadro 4.2. Datos de pozo modelo M1 para aplicarlos a herramienta ALS SIMULATOR.

Variable	Campo
	Pozo M1
Q (BFPD)	2000
Nº Pozos	1
Deep (ft)	9909
Csg (in)	7
Inclinación °	30.69
Dog. Leg °	-
Pwf (psi)	2687
T (°F)	230
Completacion	Simple
Recuperación	Primaria
Bsw (%)	72.03
°Api	25.6
Viscosidad (cp)	3.5
Arena (ppm)	2
Gor (scf/bbl)	24
Contaminantes	Severa
F corrosivos	si
Loc	Sitio Remotos
Energía	Servicio
Espacio	Standard

Elaborado por: Autor.

ALS SELECTION							
ALS	%CSF	DG	CNA	%CNA	CL	%CL	SELECCIÓN FINAL
ESP	78.72	54.36	0	0.00	0	0.00	BUENO
PCP	64.10	42.62	1	5.00	4	20.00	REGULAR
HJ	64.10	45.48	0	0.00	1	5.00	REGULAR
HL	63.46	44.78	0	0.00	2	10.00	REGULAR
PU	54.36	36.94	2	10.00	5	25.00	REGULAR
GL	53.59	40.40	3	15.00	1	5.00	REGULAR

MENU EXPORTAR DATOS

Figura 4.1. Selección Final para Pozo M1.
Fuente: Herramienta ALS SIMULATOR

De acuerdo a los resultados generados por la herramienta ALS SIMULATOR, el sistema de levantamiento artificial más apropiado es el ESP con un DG = 54.36 %, clasificado como BUENO para su selección y diseño. Asimismo cabe recordar que la selección depende además de otros criterios agregados como condiciones técnicas económicas, facilidades de producción existentes y fuente de energía disponible que hay que tener en cuenta.

En este caso se seleccionó el sistema de levantamiento artificial ESP, ya que el pozo posee un potencial para su implementación, en el campo ya existe otros pozos con ESP y hay disponibilidad de energía eléctrica.

4.1.2 Punto de operación calculado con software Wellflo

Se realizó el cálculo correspondiente en el software Wellflo con los datos proporcionados, el proceso se muestra en el Anexo 14. Los resultados fueron los siguientes:

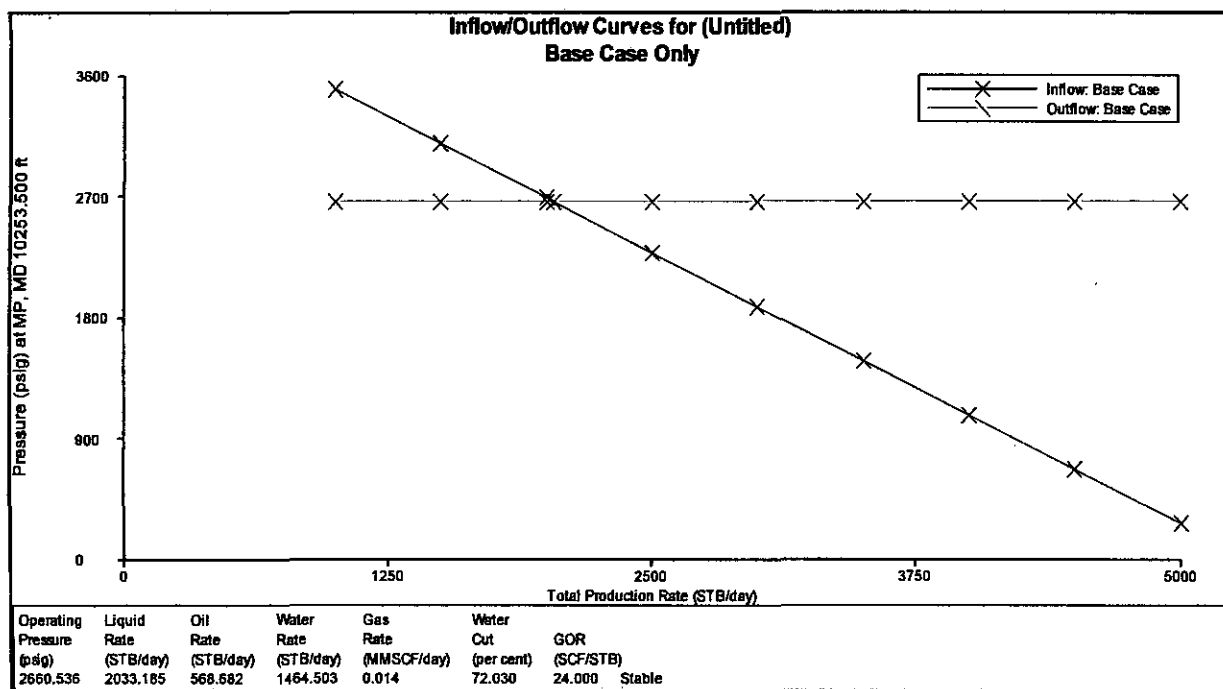


Figura 4.2. Curva inflow-Outflow.
Fuente: Software Wellflo v.3.8.

Cuadro 4.3. Punto de operación de producción.

PRESIÓN DE OPERACIÓN	CAUDAL DE OPERACIÓN
2660.54 PSI	2033.2 STB/DIA

Elaborado por: Autor.

4.1.3 Diseño de ESP

Para el diseño se tuvo en cuenta los datos calculados del punto de operación en software Wellflo.

Cuadro 4.4. Datos de pozo M1 para diseño.

DATOS DEL POZO	
Tubería de Revestimiento (Casing)	D.E. = 7" , D.I. = 6,276", 26 lbs/pie
Tubería de Producción (Tubing)	D.E. = 3,5" , D.I. = 2,992"
Intervalos perforados	Arena "Hi": 9893'-9924'
Profundidad media de los perforados	9909 ft
Packer (TVD)	9800 ft
DATOS DE PRODUCCIÓN	
Presión del reservorio (Pr)	4300 (Psi)
Presión de fondo fluyente (Pwf)	3513 (Psi)
Presión de cabeza (Pc)	35 (Psi)
Caudal del fluido (Qf)	976 (BFPD)
Corte de Agua (BSW)	72.03 %
Relación Gas - Petróleo (GOR)	24 (Scf/Bbl)
Temperatura de Superficie (Ts)	109 ° F
Temperatura de fondo (Tf)	230 ° F
° API	25.6
DATOS DE LA IPR	
Presión de fondo fluyente (Pwf) a Q deseado	2660.54(Psi)
Caudal de producción deseado (Qf deseado)	2033.2 (BFPD)
Caudal de petróleo (Qo)	569 (BPPD)
Caudal de Agua (Qw)	1464.2 (BWPD)
Índice de Productividad (IP)	1.24 (BFPD/Psi)
CONDICIONES DEL FLUIDO DEL POZO	
Gravedad Específica del Agua γ_w	1.03
Gravedad Específica del Petróleo γ_o	0.901
Gravedad Específica del Gas γ_g	1.5878
Presión de burbuja (Pb)	78 (Psi)
Factor Volumétrico del Agua (Bw)	1.0439 (BLS/BF)
Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	1.0454 (BLS/BF)
Factor Volumétrico del Gas (Bg)	0.686 (BLS/MSCF)
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
Voltaje Primario Disponible	13800 (V)
Capacidad de la Fuente de Energía	Sistema Estable
Frecuencia	60 (Hz)

Elaborado por: Autor.

1. Determinación del índice de productividad

El cálculo de la IP se realiza mediante los datos de producción del pozo o prueba de producción que se tiene, además del conocimiento de la Pr, Tfondo y punto medio de los perforados. Se muestra en el Anexo 14.

2. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente al caudal deseado

La presión de fondo fluyente al caudal deseado, se obtiene a partir de la curva IPR, ésta curva se muestra en Anexo 15. En este caso se obtuvo mediante Wellflo.

$$P_{wf} @ Q \text{ deseado} = 2660.4 \text{ Psi}$$

3. Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla

$$\gamma_{mezcla} = \gamma_o \times (1-B\&W) + \gamma_w \times (B\&W)$$

$$\gamma_{mezcla} = 0.901 \times (1-0.7203) + 1.03 \times (0.7203) = 0.994$$

4. Determinación de la Profundidad de Asentamiento de la Bomba (PAB)

$$PAB = 8909 \text{ ft}$$

Se considere como profundidad de asentamiento de la bomba, 1000 pies sobre la profundidad de los puntos medios perforados.

5. Determinación de la presión de entrada a la bomba

Para el cálculo de la presión de entrada a la bomba (PIP), se utiliza la siguiente expresión:

$$PIP = P_{wf} @ Q \text{ deseado} - (P_{mp} - PAB) \times 0.433 \times \gamma_{mezcla}$$

$$PIP = 2660.54 - (9909 - 8909) \times 0.433 \times 0.994 = 2230.14 \text{ psi}$$

6. Cálculo de la Temperatura de la Entrada a la Bomba

$$T_{\text{entrada}} = T_s + \frac{T_f - T_s}{\text{Profundidad promedio de las perforaciones}} \times \text{PAB}$$

$$T_{\text{entrada}} = 109 + \frac{230 - 109}{9909} \times 8909 = 217.8^\circ \text{F}$$

7. Cálculo del Volumen de Fluido en la Entrada de la Bomba

a) Cálculo de las características de los fluidos

- Relación Gas – Petróleo en Solución (Correlación de Standing)

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P}{18} * \frac{10^{0.0125 \cdot \text{API}}}{10^{0.00091 \cdot T \text{ F}}} \right)^{1.2048} = 1.5878 \times \left(\frac{78}{18} * \frac{10^{0.0125 \cdot 25.6}}{10^{0.00091 \cdot 230}} \right)^{1.2048} = 12.63 \text{ Scf/BF}$$

- Factor Volumétrico del Petróleo (Correlación de Standing)

Se tiene como dato el $B_o = 1.0454 \text{ BLS/BF}$

- Factor Volumétrico del Gas (Correlación de Standing)

$$B_g = 5.04 \frac{ZT}{P} = 5.04 \frac{0.66 \times (217.8 + 460)}{2229.71} = 1.011 \text{ BLS/MSCF}$$

b) Cálculo del Volumen Total de los Fluidos

$$\text{Gas Total} = \frac{\text{GOR} \cdot \text{BOPD}}{1000} = \frac{24 \cdot 569}{1000} = 13.66 \text{ MSCF}$$

$$\text{Gas en Solución} = \frac{R_s \cdot \text{BOPD}}{1000} = \frac{12.63 \cdot 569}{1000} = 7.19 \text{ MSCF}$$

$$\text{Gas Libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en Solución} = 13.66 - 7.19 = 6.47 \text{ MSCF}$$

Para el cálculo del volumen de aceite, de agua y de gas a la profundidad de asentamiento de la bomba se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_o = \text{BOPD} \cdot B_o = 569 \times 1.0454 = 594.8 \text{ BOPD}$$

$$V_g = \text{Gas libre} \cdot B_g = 6.47 \times 1.011 = 6.54 \text{ BOPD}$$

$$V_w = \text{BWPD} \cdot B_w = 1464.2 \times 1.0439 = 1528.5 \text{ BWPD}$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba será:

$$V_t = V_o + V_g + V_w = 594.8 + 6.54 + 1528.5 = 2129.8 \text{ BFPD}$$

Cuando se realiza un diseño de un sistema electrosumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pasa a través de la bomba no sea superior al 10%. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente manera:

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{\text{Gas libre}}{V_t} * 100 = \frac{6.47}{2129.8} \times 100 = \mathbf{0.304 \%}$$

Para este pozo, se tiene un porcentaje de gas libre menor al 10%, tendrá poco efecto sobre el desempeño de la bomba, por lo tanto, no se requiere de un separador de gas.

8. Cálculo de la Altura Dinámica Total (TDH)

$$TDH = LN + Pf + THP$$

a) Cálculo de Levantamiento Neto (LN)

$$LN = PAB - \frac{PIP}{0.433 \times \gamma_{mezcla}} = 8909 - \frac{2230.14}{0.433 \times 0.994} = \mathbf{3727.5 \text{ ft}}$$

b) Cálculo de la Pérdida de Carga por Fricción (Ft)

$$\text{Pérdida/pie} = \frac{2.083 \times \frac{100}{c}^{1.85} \times \frac{Q \text{ deseado}}{34.29}^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

$$\text{Pérdida/pie} = \frac{2.083 \times \frac{100}{120}^{1.85} \times \frac{2033.2}{34.29}^{1.85}}{2.992^{4.8655}} = \frac{13.7}{1000} \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$$

$$Pf = \frac{13.7}{1000} \times PAB = \frac{13.7}{1000} \times 8909 = \mathbf{122.04 \text{ ft}}$$

c) Cálculo de la Presión de Cabeza en pies (THP)

$$THP = \frac{P_c}{0.433 \times \gamma_{mezcla}} = \frac{35}{0.433 \times 0.994} = \mathbf{81.32 \text{ ft}}$$

Con los cálculos obtenidos anteriormente, se procede a calcular la TDH:

$$TDH = LN + Pf + THP = 3727.5 + 122.04 + 81.32 = 3930.9 \text{ ft}$$

Para proceder con el diseño del equipo, al valor de TDH calculado se multiplica por un factor del 20%, con el fin de tener un mayor rango de operación de la bomba.

$$TDH \text{ diseño} = TDH \times 1.20 = 3930.9 \times 1.2 = 4717.1 \text{ ft}$$

9. Selección de la bomba al caudal de fluido deseado

Con los datos calculados, se procede a seleccionar el tipo de bomba y se tiene que para un caudal en la entrada a la bomba de 2129.8 BFPD, se seleccionó la bomba Reda GN-2100.

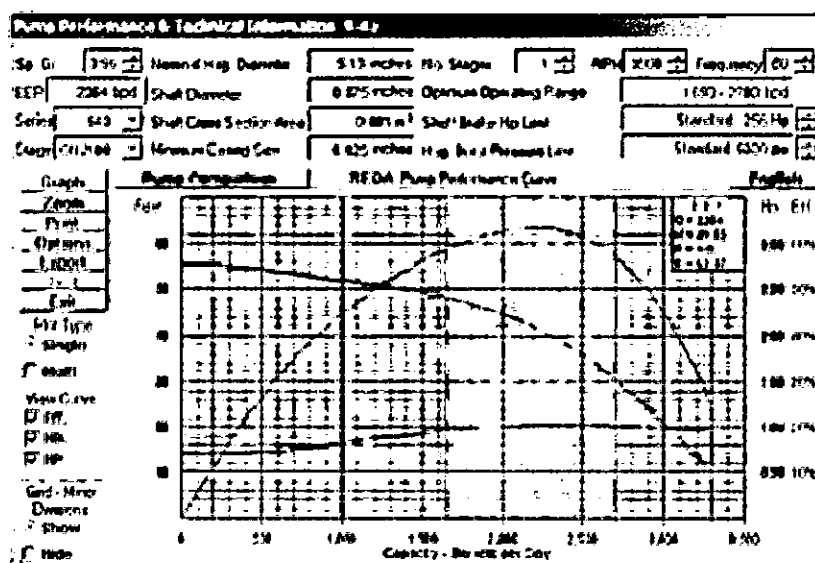


Figura. 4.3. Curva de rendimiento de bomba GN2100 – Reda.
Fuente: Schlumberger – WCP-Artificial lift System.

En la siguiente tabla, se indica los parámetros obtenidos de la curva de rendimiento de la bomba seleccionada:

Cuadro 4.5. Parámetro de la bomba GN2100 serie 540-Reda.

BOMBA	Serie	Caudal Mínimo	Caudal óptimo	Caudal Máximo	Hp/etapa (HP)	Pies/etapa (H)	EF %
GN2100	540	1650	2500	2700	0.92	43	64

Elaborado por: Autor.

Se procede a calcular el número de etapas necesarias:

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{\text{TDH diseño}}{\text{pies/etapa}} = \frac{4717.1}{43} = 110 \text{ etapas}$$

Las características de la bomba son: **GN2100, 182, CR, CT, RA, ARZ**

Esto indica que la bomba manejará un caudal de 2100 BFPD con 182 etapas, que es de construcción tipo compresión para asegurar el buen manejo de los empujes (CT), de metalurgia resistente a la corrosión (RA) y es una bomba resistente a la abrasión (ARZ).

10. Cálculo del BHP requerido para el motor

Para calcular los BHP requeridos, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{BHP} = \text{Numero de etapas} \times \frac{\text{Hp}}{\text{etapa}} \times \gamma \text{ mezcla}$$

$$\text{BHP} = 110 \times 0.92 \times 0.994 = 100.6 \text{ HP}$$

11. Selección del tipo de motor

$$\text{BHP mínimo requerido} = 1.15 \times \text{BHP} = 1.15 \times 100.6 = 115.7 \text{ BHP}$$

La bomba requiere 100.6 HP, más 15 % de factor de seguridad para la operación del variador; el motor necesita al menos 115.7 HP. El motor serie 540 no es una buena opción debido a los problemas con el clearance.

Se seleccionó un motor serie 456 Dominador para 120 HP; con carcasa resistente a la corrosión (Redalloy) debido al tratamiento ácido para el control de la formación de escamas; es una opción adecuada.

Carga de motor:

$$\% \text{ carga} = \text{HP pump} / \text{HP motor} = 100.6 / 120 = 83.8 \%$$

Cuadro 4.6. Parámetro del motor.

OD	Serie	HP	Voltaje (V)	Amperaje (A)	Tipo
4.56	456	120	1181	65	UT

Elaborado por: Autor.

Entonces, el motor seleccionado es de serie 456, con una potencia de 120 HP, voltaje de 1181 V y 65 A, tipo UT.

Se escoge motores que trabajen con mayores voltajes (bajos amperajes), porque ayuda a reducir las pérdidas de voltaje en el cable de potencia.

Se debe realizar el cálculo de la frecuencia a la cual el eje de la bomba falla, y es como sigue:

Caballaje de la placa del eje de la bomba @ 60 Hz = 256 HP

Este valor se encuentra en el lado derecho de la parte superior de la curva de desempeño de la bomba GN 2,100

$$\text{Frecuencia} = 60 \times \frac{\text{Shaft HP}}{\text{HP pump}} = 60 \times \frac{256}{100.6} = 95.71 \text{ Hz}$$

12. Selección del protector o sección sellante del motor

Cuando la potencia de un motor es mayor a 120 (hp), se recomienda instalar dos protectores en tándem, esto se debe a que motores de grandes potencias tienen grandes cantidades de aceite. Se selecciona un protector 400 de cuatro cámaras como siguen: LSLSBPB – HL

13. Selección del Separador de Gas

Según lo calculado en el paso 8, el % de Gas Libre en la entrada de la bomba es:

% Gas libre = **0.304 %**

Por otro lado, se tiene un valor bajo de GOR = 24 PCS/BF, se considera que no es necesario instalar un separador de gas.

14. Selección del cable de potencia y del cable de extensión del motor

Para la selección del tipo de cable, se debe considerar que las pérdidas de voltaje debe ser menores a 30 voltios cada 1000 pies. Por lo tanto al seleccionar el cable de potencia, es importante considerar la máxima caída de voltaje. A 65 Amperios, la caída de voltaje es 19,2 V/1000 pies con cable # 2.

También es importante verificar la armadura, debido al contenido de químicos y al tratamiento químico que se esté realizando.

Longitud del cable = PAB + 200 (conexiones en superficie)

Longitud del cable = 8909 + 200 = **9109 ft**

Perdida de voltaje = $\frac{\text{caída de voltaje}}{1000 \text{ pies}} \times \text{Fcorreccion } ^\circ\text{T} \times \text{Longitud cable}$

Perdida de voltaje = $\frac{19.2}{1000 \text{ pies}} \times 1.32 \times 9109 = \mathbf{230.9 \text{ voltios}}$

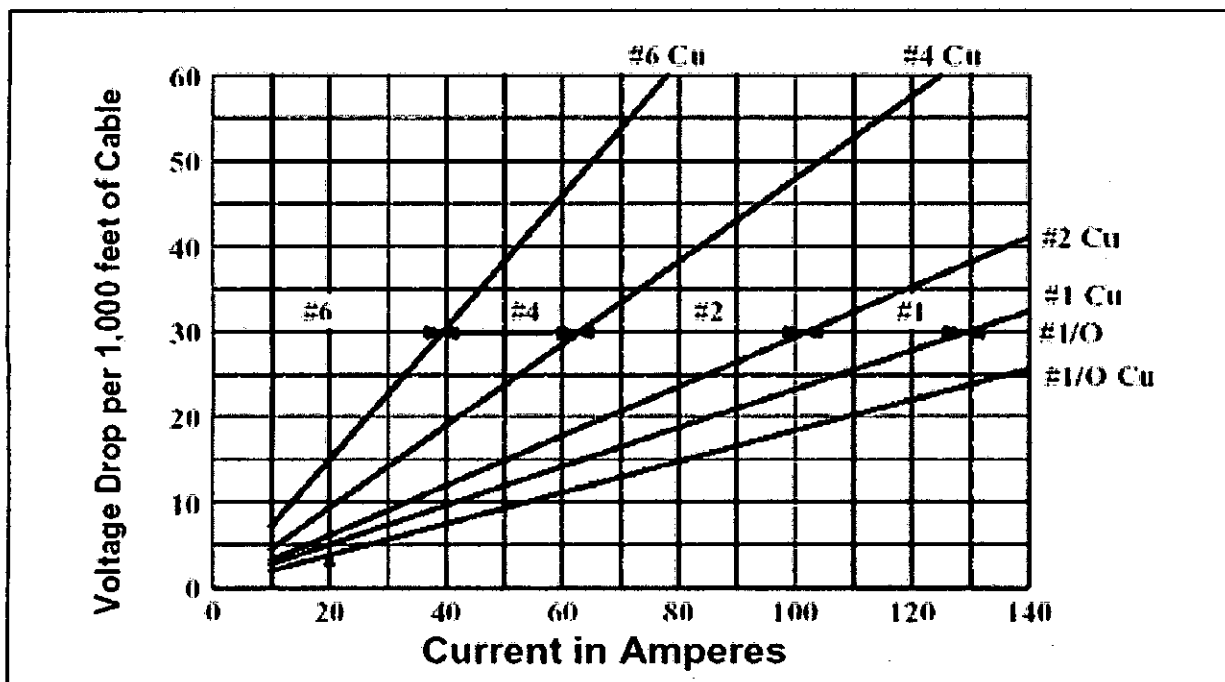


Figura 4.4. Caída de voltaje.
Fuente: Schlumberger-WPC Artificial lift System.

15. Equipo de monitoreo en fondo o sensor en fondo

Es importante adjuntar un sensor en fondo para verificar el correcto desempeño del equipo en fondo; debido a que la tasa de producción se está incrementando y al alto corte de agua (>50%). Es una buena aplicación seleccionar un sensor para medir: La temperatura en fondo, la presión en fondo y la presión que descarga la bomba. Para verificar el desempeño del motor se recomienda registrar la temperatura del motor. Por esta razón el sensor seleccionado y del que dispone la tecnología de REDA es: PUMP WATCHER de 4 Canales. Este tipo de sensor satisface con la medición y registro de los parámetros anteriormente mencionados.

16. Selección del Equipo de superficie

- Transformador Reductor (Step Down Transformer)

Como la potencia disponible es de 13,8 KV es necesario usar un transformador reductor de voltaje de tres fases SDT para reducir el voltaje hasta 480 voltios que es el requerido para el funcionamiento del variador o controlador de frecuencia (VSD). De 13,800 V @ 480 V.

- Variador de Frecuencia (VSD)

Para seleccionar el VSD es necesario calcular el voltaje en superficie y los Kilovoltio-ampereos (KVA) requeridos:

Voltaje en superficie = Voltaje en placa del motor + caída de voltaje en cable

Voltaje en superficie = 1181 + 230.9 = **1411.9 Voltios**

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} \times \text{Amperaje de motor} \times \sqrt{3}}{1000}$$

$$KVA = \frac{1411.9 \times 65 \times \sqrt{3}}{1000} = \mathbf{158.9\ KVA}$$

Con éste KVA, más 15% de factor de seguridad debido a las pérdidas. Ahora en los catálogos se busca el VSD adecuado:

$$KVA = 158.9 + 15\% \times 158.9 = \mathbf{182.74\ KVA}$$

VSD KVA @ 480 VOLTS	INPUT VOLTAGE	CARRIER FREQ. DERATE	BASE FREQUENCY	RUN FREQUENCY
<input type="radio"/> 66 @ 79	<input type="radio"/> 480	<input type="radio"/> 2.2 KHz @ 0 %	<input type="radio"/> 45	<input type="radio"/> 68
<input type="radio"/> 83 @ 100	<input type="radio"/> 475	<input type="radio"/> 3 KHz @ 14 %	<input type="radio"/> 46	<input type="radio"/> 69
<input type="radio"/> 111 @ 134	<input type="radio"/> 470	<input type="radio"/> 4 KHz @ 21 %	<input type="radio"/> 47	<input type="radio"/> 70
<input type="radio"/> 130 @ 156	<input type="radio"/> 465	POWER SYSTEM		<input type="radio"/> 48
<input type="radio"/> 163 @ 196	<input type="radio"/> 460	<input type="radio"/> STEEP	<input type="radio"/> 49	<input type="radio"/> 71
<input type="radio"/> 200 @ 241	<input type="radio"/> 455	<input type="radio"/> WEAK	<input type="radio"/> 50	<input type="radio"/> 72
<input type="radio"/> 260 @ 313	<input type="radio"/> 450	PUMP APPLICATION		<input type="radio"/> 51
<input type="radio"/> 325 @ 391	<input type="radio"/> 440	<input type="radio"/> ESP	<input type="radio"/> 52	<input type="radio"/> 73
<input type="radio"/> 390 @ 469	<input type="radio"/> 430	<input type="radio"/> PC PUMP	<input type="radio"/> 53	<input type="radio"/> 74
<input type="radio"/> 454 @ 546	<input type="radio"/> 425	<input type="radio"/> HPS	<input type="radio"/> 54	<input type="radio"/> 75
<input type="radio"/> 518 @ 634	<input type="radio"/> 420	FILTER APPLIED		<input type="radio"/> 55
<input type="radio"/> 600 @ 722	<input type="radio"/> 415	<input type="radio"/> YES	<input type="radio"/> 56	<input type="radio"/> 76
<input type="radio"/> 700 @ 843	<input type="radio"/> 410	<input type="radio"/> NO	<input type="radio"/> 57	<input type="radio"/> 77
<input type="radio"/> 815 @ 981	<input type="radio"/> 390	X-FORMER APPLIED		<input type="radio"/> 58
<input type="radio"/> 932 @ 1122	<input type="radio"/> 380	<input type="radio"/> YES	<input type="radio"/> 59	<input type="radio"/> 78
<input type="radio"/> 1000 @ 1233	<input type="radio"/> 370	<input type="radio"/> NO	<input type="radio"/> 60	<input type="radio"/> 79
<input type="radio"/> 1200 @ 1445	<input type="radio"/> 360	NEMA TYPE		<input type="radio"/> 61
(INFO ON THIS VSD)	<input type="radio"/> 350	<input type="radio"/> NEMA 1	<input type="radio"/> 62	<input type="radio"/> 80
AVAILABLE	<input type="radio"/> 340	<input type="radio"/> NEMA 3	<input type="radio"/> 63	<input type="radio"/> 81
KVA : 239		PULSE NUMBER		<input type="radio"/> 64
VSD PART NO. 7026693		<input type="radio"/> 6 PULSE	<input type="radio"/> 65	<input type="radio"/> 82
		<input type="radio"/> 12 PULSE	<input type="radio"/> 66	<input type="radio"/> 83
			<input type="radio"/> 67	<input type="radio"/> 84
				<input type="radio"/> 85
				<input type="radio"/> 86
				<input type="radio"/> 87
				<input type="radio"/> 88
				<input type="radio"/> 89
				<input type="radio"/> 90
				KVA @ RUN
				FREQ. : 239

Figura 4.5. Selección del variador de frecuencia - VSD.

Fuente: Schlumberger-WPC Artificial lift System.

En esta selección, está incluido el factor de seguridad; los KVA a la frecuencia de operación es 182.74 KVA. Por tanto, el VSD seleccionado es: De 200 KVA Onda de Frecuencia: 2,2 KHz, Sistema de potencia débil, Nema 3, 6 Pulsos.

- Transformador elevador – SUT

El voltaje requerido por el motor es 1,181 V, más las pérdidas de voltaje en el cable (230.9 V); es necesario tener al menos 1412 V en superficie. El voltaje de salida del variador es solamente 480 V, es indispensable instalar un transformador elevador -SUT. Con las siguientes características:

$$\text{KVA SUT} = 300 \text{ KVA Relación de transformación de } 480 \text{ V a } 1500 \text{ V}$$

- Caja de Conexiones

Para conectar la salida del transformador elevador con el cable del motor es necesario usar una caja de conexiones. Esta caja de conexiones evita la presencia de gas en el variador.

- Cabeza de pozo

En la cabeza del pozo, para realizar la conexión se usa un penetrador, una sección de conexión inferior a éste penetrador conocido como “lower pig tail” y una sección de conexión superior al penetrador conocida como “upper pig tail”.

17. Cálculo de la Velocidad del Fluido

$$V_{\text{fluido}} = 0.0119 \times \frac{Q_{\text{fluido}}}{(\text{ID casing}^2 - \text{OD motor}^2)} = 0.0119 \times \frac{2033.2}{(6.276^2 - 4.56^2)} = 1.3 \text{ ft / seg}$$

Debido a que la velocidad del fluido calculada es mayor 1 pie/seg, no se requiere colocar una camisa de enfriamiento.

**Cuadro 4.7. Resumen de los cálculos para el diseño del bombeo
Electrosumergible.**

Cálculos	
BFPD	2033.2 BFPD
PAB	8909 ft
PIP	2230.14 psi
TDH	4717.1 ft
% Gas Libre	0.304 %
Velocidad de fluido	1.3 ft / seg
Equipo de superficie	
Transformador reductor	SDT - 13,8 kV @ 480 V
Variador de frecuencia VSD	200 KVA
Transformador elevador SUT	300 KVA- 480 V a 1500 V
Equipo de subsuelo	
BHA	DESCRIPCIÓN
Cabeza de descarga	540 x 27/8" - OD 3 ½"
Bomba	GN2100 182 etapas, CR, CT, RA, ARZ OD 5,13"
Sección de entrada a la bomba	400 / 540 - ARZ, RA
Protector o sello	400 - OD 4" - LSLSBPB – HL, RA
Motor	456 Dominador – OD 4.56" - 120 HP, UT, 1181 V, 65 A, RA
DME	Pump Watcher 4 Canales – OD 4.56"
Cable	# 2 - longitud: 9109 ft
Separador de gas	NO - % gas libre < 10%
Camisa de enfriamiento	NO – velocidad de fluido= 1.3 ft/seg > 1 ft/seg

Elaborado por: Autor.

4.1.4 Análisis económico

El objetivo del análisis económico del presente estudio, es determinar si el proyecto es viable o no (rentable); y determinar el beneficio económico que genera el mismo. La información para la evaluación económica se tomó de otros estudios realizados. Los datos estimados fueron los costos de reacondicionamiento, el costo del equipo de superficie y subsuelo para el cambio de sistema de levantamiento. El estudio económico se basó principalmente en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto o valor presente neto (V.A.N o V.P.N), tasa interna de retorno (T.I.R) y relación Beneficio – Costo del proyecto; los cuales son indispensables para determinar si el proyecto es o no rentable.

Cuadro 4.8. Costos estimados de reacondicionamiento para cambio de sistema de levantamiento artificial a BES.

OPERACIÓN – COMPAÑÍA -MATERIAL	COSTOS \$
MOVIMIENTO DE TORRE	7000
WELL SERVICE	120000
SUPERVISIÓN TRANSPORTE	8500
EQUIPO DE SUPERFICIE(TRANSFORMADOR, VSD, TRANSFORMADOR ELEVADOR), EQUIPO DE SUBSUELO (MOTOR, BOMBA, PROTECTOR, CABLE)	300000
SUPERVISIÓN E INSTALACIÓN DEL EQUIPO BES	10000
QUIMICOS	5000
OBRAS CIVILES	10000
CONTINGENCIAS (+/- 30 %)	15000
TOTAL	475500

Elaborado por: Autor.

- **Hipótesis bajo las cuales se basa el análisis económico**

Las hipótesis bajo las cuales se basó esta evaluación económica, son las siguientes:

- Se estimó una tasa de actualización anual igual al 15%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1.17%.
- No se consideró la depreciación contable de los equipos.

- La estimación del costo operativo fue de 15 USD/BBL.
- Se estimó una declinación de producción promedio de 3 % / anual. Entonces, se establece que el proyecto tiene una declinación mensual de 0.25 %, siendo el período mensual considerado equivalente a 30 días.
- Se consideró el 30 % como regalía.
- Se consideró el 30% de impuesto a renta.
- Se consideró un IGV de 18%.
- Se determina un incremento en la producción de 296 BPPD, que se obtuvo al implementar el sistema de bombeo electrosumergible.
- Se determinó un costo por el cambio de sistema de levantamiento del pozo en 475500 USD y un costo adicional de 100000 dólares si se requiere de un generador.
- No se consideró devaluación monetaria.
- Se previó una duración de 7 días un reacondicionamiento para implementar el cambio de sistema de levantamiento artificial; tiempo en que no se tendrá producción, mientras que para las reparaciones se previó 5 días.
- El tiempo de vida útil para las bombas electrosumergibles, se consideró de 14 meses, efectuándose el siguiente workover a los 22 meses.
- Se consideró un costo de 290000 \$ por workover de cambio de bomba y mantenimiento de equipo de subsuelo y superficie.

A continuación, se detalla el resumen del análisis económico del proyecto realizado para diferentes precios del barril de petróleo, se empleó el valor de 45 \$/Bbl, considerado a condiciones actuales del mercado. También los precios 60 \$/Bbl y 90 \$/Bbl.

Cuadro 4.9. Cuadro resumen análisis económico.

PRECIO DE PETROLEO \$/BBL	TIR MENSUAL %	VAN M\$	BENEFICIO / COSTO	TIEMPO DE RECUPERO DE INVERSIÓN MESES
45	25	3211.5	1.116	4
60	71	7041.0	1.206	1.5
90	630	14638.2	1.310	0.25

Elaborado por: Autor.

V. CONCLUSIONES

1. La gestión de sistemas de levantamiento artificial nos permite realizar proyectos en donde se analiza, selecciona, diseña, se evalúa económicamente, instala, monitorea y pone en marcha un SLA en un determinado pozo o campo.
2. Esta gestión se basa en la recopilación de datos, elaboración de un screening de los sistemas de levantamiento artificial, donde se muestra en forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición, formulación del ciclo de Gestión de los sistemas levantamiento artificial (SLA) y definir mediante una metodología de selección, el sistema de levantamiento artificial adecuado, para someterlo a evaluación técnica y económica, para su posterior puesta en marcha.
3. Para seleccionar el método adecuado para un pozo o para un conjunto de pozos de un determinado campo, se requiere identificar las variables necesarias para la selección, sus rangos operativos y sus límites particulares.
4. Los sistemas de levantamiento artificial no convencionales son una buena alternativa para pozos o conjuntos de pozos en los cuales se cuenta con bajas tasas de producción, y que producen de manera intermitente, o en casos donde la aplicación de un sistema de levantamiento convencional no se pueda llevar a cabo de una manera económicamente viable.
5. La tasa de producción a tener en cuenta para el diseño del sistema de levantamiento debe ser calculada cuidadosamente, de manera que no sea demasiado baja, como para hacer poco atractivo un proyecto, ni tan alta que la formación productora del yacimiento no la pueda sostener. Para tal fin se determinará el índice de productividad de los pozos de interés y analizar las curvas de IPR de la formación.
6. La selección de un sistema de levantamiento artificial se basa fundamentalmente en las mismas variables, las cuales son principalmente: profundidad, relación gas-aceite, BSW y tasa de producción.

7. El desarrollo de una herramienta de selección en Macros-Excel es bastante útil, en la medida en que permita conocer de forma rápida y fácil, no solo el o los SLA más adecuados para las condiciones de operación de un campo en particular, sino también, las condiciones en las que proporcionan mejores resultados, las condiciones donde no se aplican o tienen limitaciones para su aplicación.
8. Los resultados generados por la herramienta no deben ser considerados como absolutos, sino que deben ser revalidados mediante el análisis y la identificación de las dificultades a tener en cuenta en su funcionamiento e instalación.
9. Esta herramienta es un mecanismo de orientación y soporte de gran utilidad para el estudio y análisis de los sistemas de levantamiento artificial, sin embargo es fundamental que sea combinada con la experiencia, conocimiento técnico y el sentido común de los ingenieros.
10. Respecto al ejemplo del pozo modelo para evaluación técnica-económica, el proyecto se realizó para 60 meses y se calculó que al final de 5 años para un valor de 45 \$/BBL, precio actual del crudo, se tuvo un (VAN) de 3.212 MM\$, un Beneficio/Costo de 1.116 y el TIR mensual de 25%, factores que indican que el proyecto es económicamente rentable.
11. Se realizó una selección para el pozo modelo aplicándose la herramienta ALS SIMULATOR, el cual señaló el sistema BES como el más adecuado, cabe dar conocimiento que se aplicó para aplicar la herramienta y demostrar la gestión de sistema de levantamiento artificial, al tener las variables definidas, datos recopilados y aplicar el modelo de ciclo de gestión de ALS, mediante un proyecto, el cual para definir si es rentable se realizó el respectivo análisis económico.

VI. RECOMENDACIONES

- Se debe tener en cuenta que esta herramienta es de gran ayuda en el momento de seleccionar el SLA más adecuado para ciertas condiciones, aun así se debe combinar con la experiencia de campo, conocimientos técnicos ya que solo de esta manera se garantiza la validez de unos buenos resultados.
- Es importante que la base de datos con que se cuenta acerca de los rangos de operación de los sistemas de levantamiento sea actualizada constantemente debido a que la tecnología avanza, se mejoran los materiales utilizados, lo cual hace que los rangos de operación varíen.
- Con el fin de mejorar la confiabilidad en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial proporcionado por la herramienta, se recomienda comparar los resultados de la herramienta con los resultados de software de última generación que actualmente maneje la industria para el diseño de sistemas de levantamiento artificial. Asimismo la herramienta genera un porcentaje de criterio de selección final el cual debe evaluarse y mediante un buen análisis técnico y experiencia de campo se define el sistema a diseñarse.
- La selección del sistema y la configuración de levantamiento correctos para un pozo o yacimiento específico requiere un análisis exhaustivo de las condiciones del pozo, los requerimientos del yacimiento, las capacidades de los equipos y los costos relacionados.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

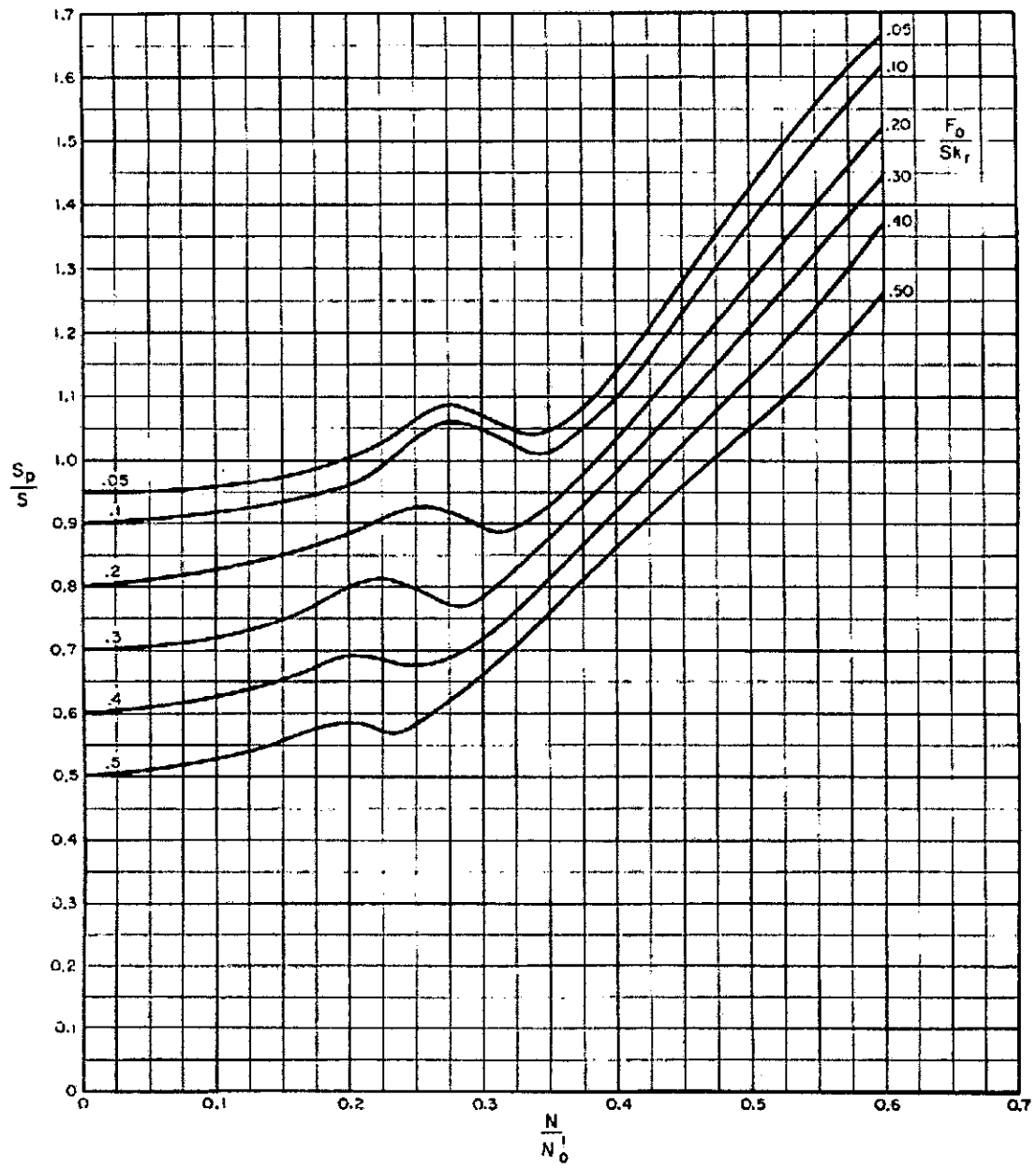
- ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I.) (2003). Manual de Recomendaciones Prácticas para BES.
- API RP 11L, Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems. 5 ed. Houston, 2008.
- BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificada.
- BAKER HUGHES COMPANY - CENTRILIFT. Handbook for Electrical Submersible Pumping Systems. Claremore, Oklahoma. 1997.
- BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.
- BROOKBANK, E. B. y BEBAK, K. Dando Sentido al Tiempo Medio Antes de la Avería (MTBF, sigla en inglés) y otras estadísticas de Vida Útil. Baker Hughes-Centrilift. 2003.
- BROWN Kermit E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2B, Tulsa – USA, Petroleum Publishing Co.
- CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. Deltaic Reservoir of the Caño Limon Field, Colombia, South América. Casebook in Easth Science, 1990.
- CARRERA B. Nancy M. y MAFLA J. Zoila M. (2004). Análisis Técnico Económico para el Cambio de Tipo de Sistema de Levantamiento Artificial para Pozos con Alto Potencial a BES en el Área Libertador, Tesis EPN, Quito – Ecuador.

- CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. ISBN 2-7108-0772-6.
- CHAPARRO, Erwin. Efecto del Corte de Agua y la Viscosidad del Fluido de Producción en la Eficiencia Volumétrica de las Bombas de Cavidades Progresivas. UIS. Tesis de Grado. 2008.
- GOLAN, CURTIS. Well Performance. 2 ed. 1991.
- LUFKIN. Oil field Products Group: General Catalog 2008-2009. 69 p.
- MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Proyecto de Grado. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. 2007.
- Optimización de Producción para sistemas de levantamiento artificial, Weatherford. 2013.
- PEÑA SUESCÚN, Fredy Alonso. Bombeo Electrosumergible. Descripción, Diseño y Monitoreo. Schlumberger -WCP- Artificial Lift System.
- REDA basic equipment selection and Catalog, Schlumberger.
- RODRIGUEZ, William y ROBLES, Carlos. Proyecto de Grado. Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. 2010.
- VARA, Ana. Rejuvenecimiento de campos maduros en México. Tesis de grado 2012.

VIII. ANEXOS

ANEXO 1

Factor de Recorrido del Pistón



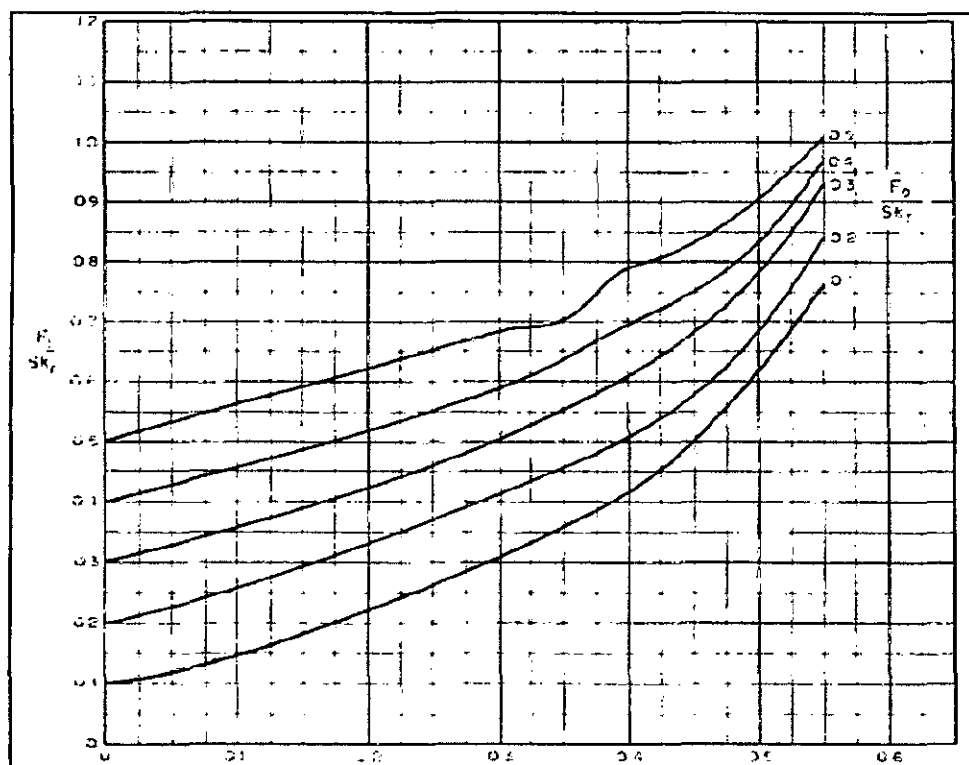
ANEXO 2

Tabla de Propiedades de la Tubería de Producción

TUBING DATA				
1	2	3	4	5
Tubing Size	Outside Diameter, in.	Inside Diameter, in.	Metal Area, sq. in.	Elastic Constant, in. per lb ft E_t
1.900	1.900	1.610	0.800	0.500×10^{-6}
2%	2.375	1.995	1.304	0.307×10^{-6}
2%	2.875	2.441	1.812	0.221×10^{-6}
3%	3.500	2.992	2.590	0.154×10^{-6}
4	4.000	3.476	3.077	0.130×10^{-6}
4%	4.500	3.958	3.601	0.111×10^{-6}

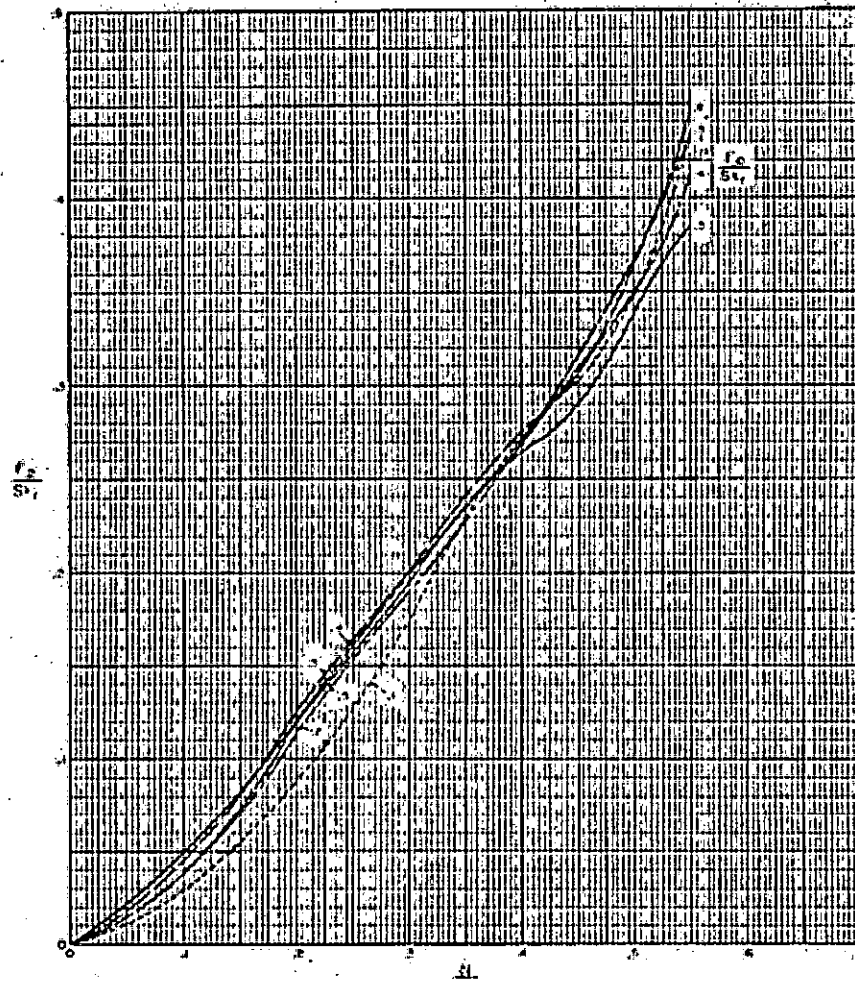
ANEXO 3

Carga Pico en la Barra Lisa



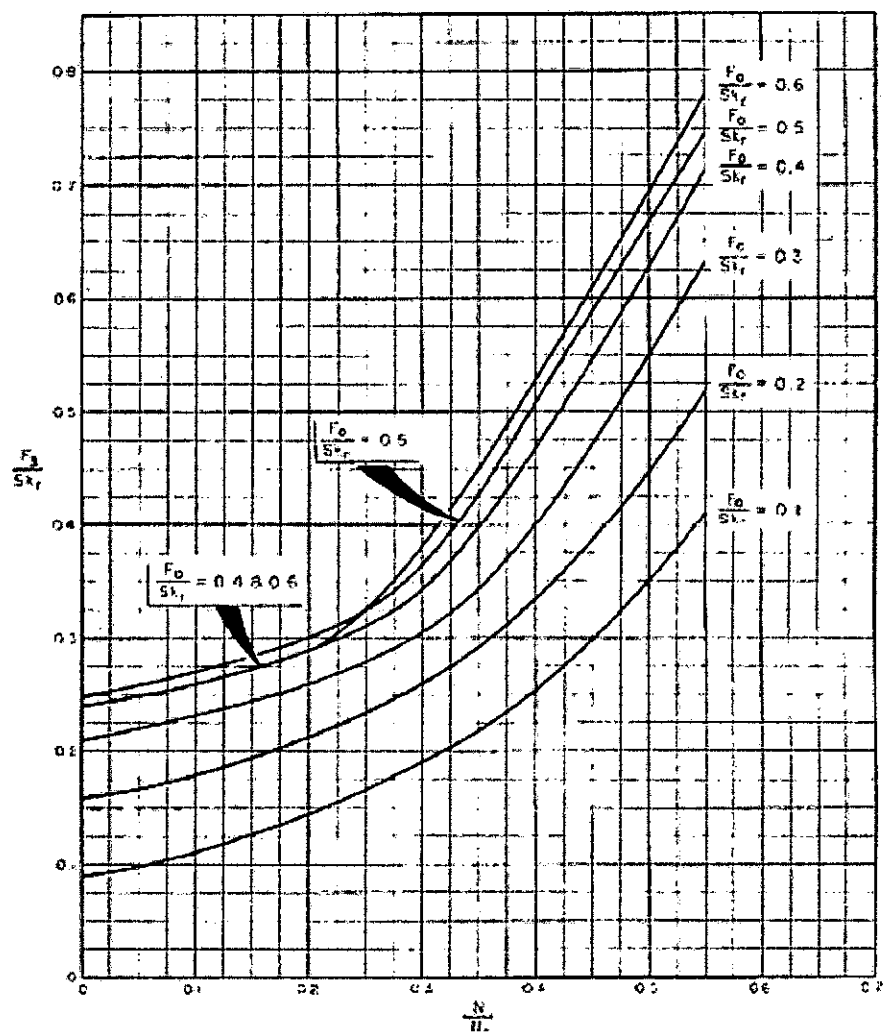
ANEXO 4

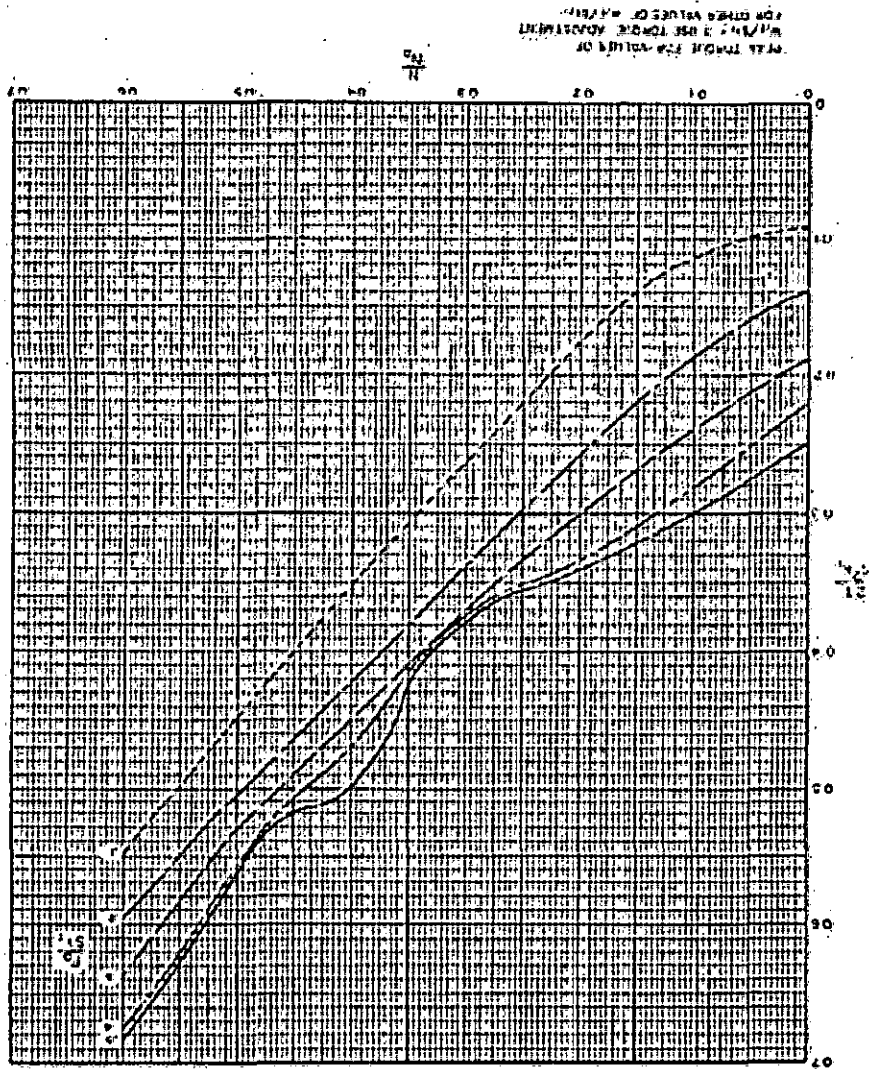
Carga Mínima en la Barra Lisa.



ANEXO 5

Potencia del Motor



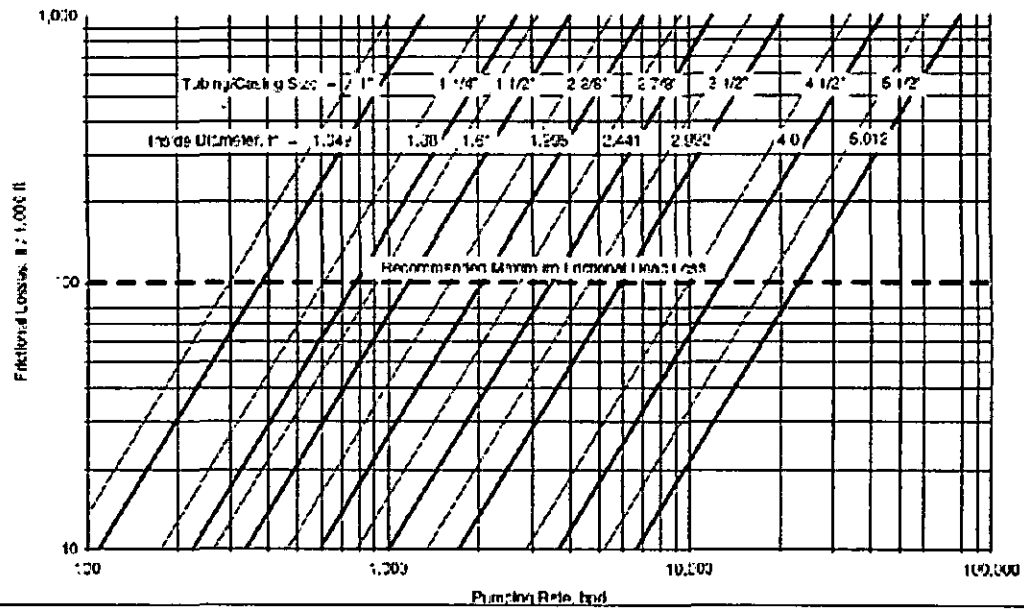


Torque Pico Sobre la Barra Lisa

ANEXO 6

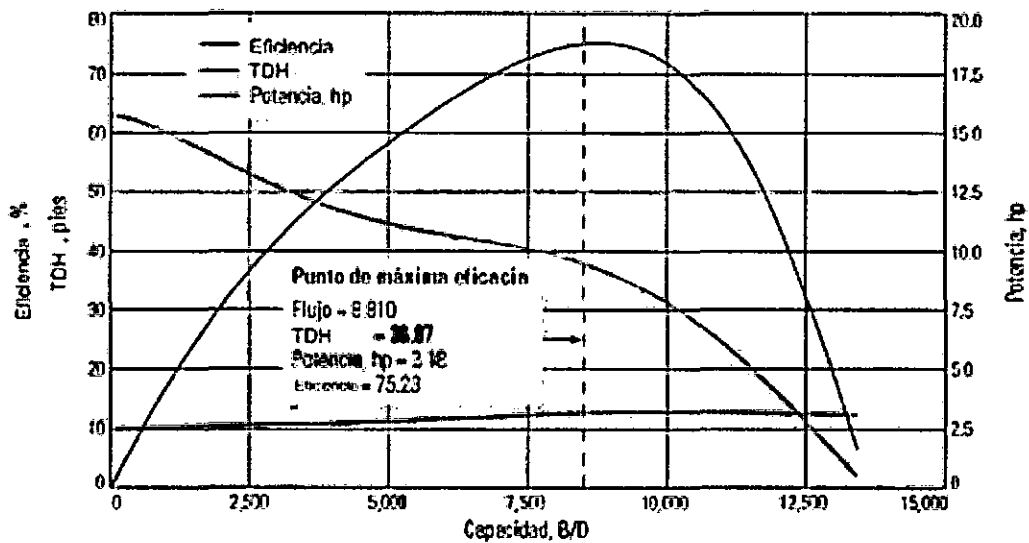
ANEXO 7

Diagrama para Estimar las perdidas por Fricción en el Tubing



ANEXO 8

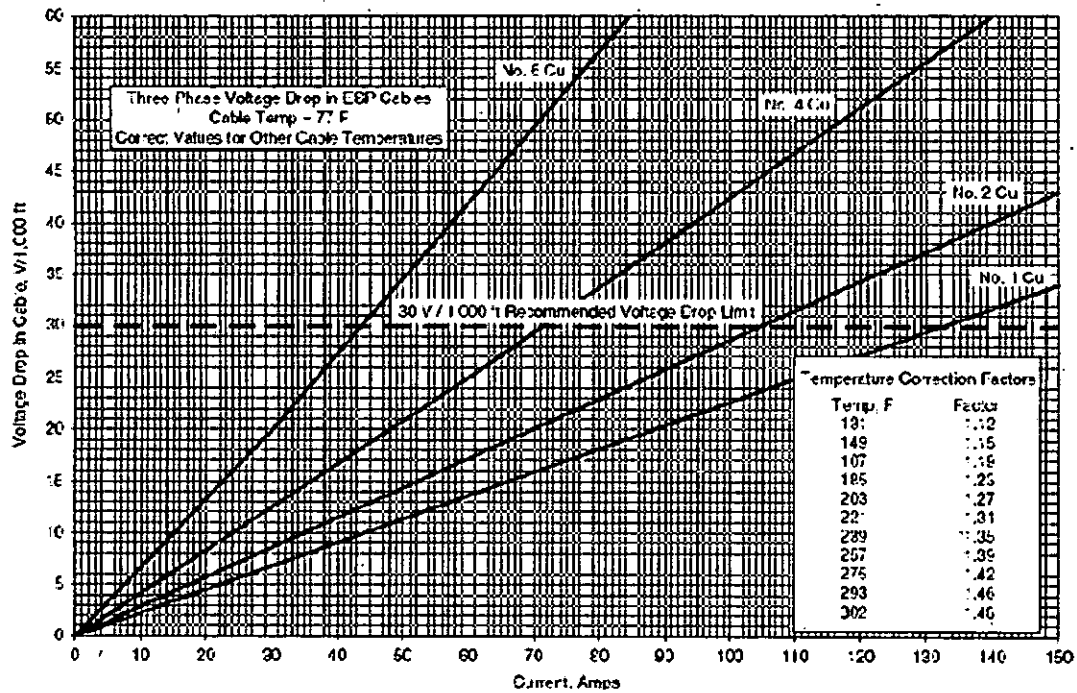
Curva de Desempeño de una Bomba REDA serie 538



La línea azul indica la cabeza dinámica generada por una sola etapa en función

ANEXO 9

Caída de Voltaje en Cables de Cobre



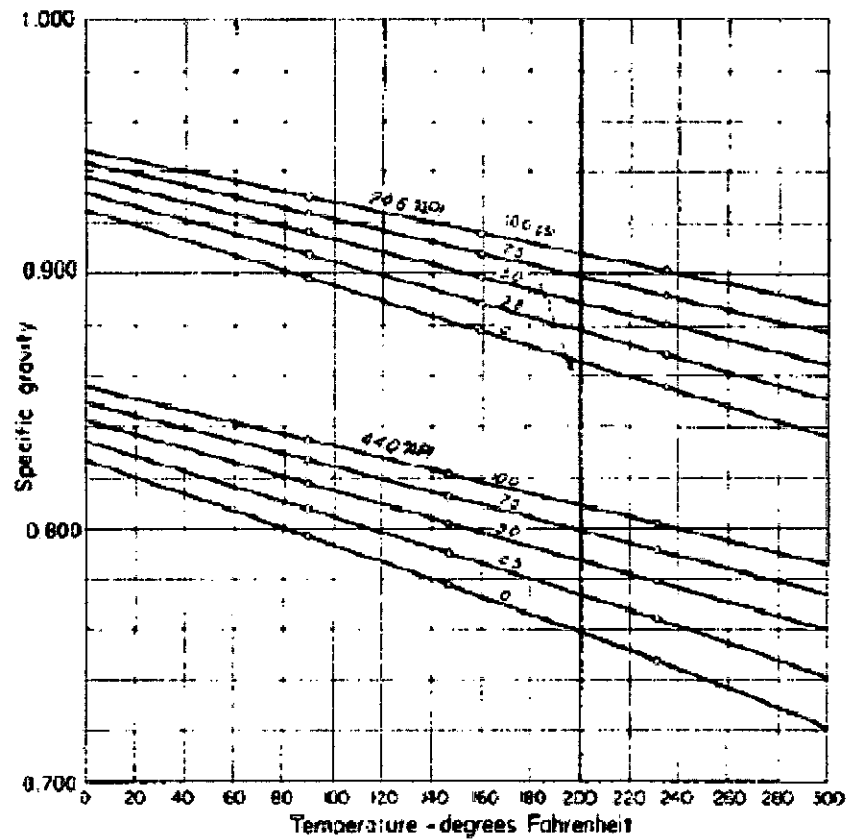
ANEXO 10

Catálogo de Bombas PCP, de KUDU Industries

Series *	Model	Capacidad @ 50 rpm y altura cero		Capacidad @ 100 rpm y altura cero		Profundidad operativa máxima		Nombre Genérico del Medido altura(m)/gasto(m³) @100rpm
		m³/d	bpd	m³/d	bpd	M	Ft	
2 3/8"	15 TP 600 SL	15	94	3.1	19	600	1980	600/3
	15 TP 1200 SL	15	94	3.1	19	1200	4000	1200/3
	15 TP 2400 SL	15	94	3.1	19	2400	8000	2400/3
	30 TP 650 SL	27	170	5.4	34	600	2000	650/5
	30 TP 1300 SL	27	170	5.4	34	1300	4250	1300/5
	30 TP 2000 SL	27	170	5.4	34	2000	6600	2000/5
	30 TP 2600 SL	27	170	5.4	34	2600	9600	2600/5
	45 TP 1200 ML	45	283	9	56	1200	4000	1200/9
	45 TP 2400 ML	45	283	9	56	2400	8000	2400/9
	90 TP 400 SL	90	503	16	100	400	1600	400/17
	90 TP 800 SL	90	503	16	100	800	2600	800/17
	90 TP 1200 SL	90	503	16	100	1200	4000	1200/17
	90 TP 1600 SL	90	503	16	100	1600	5300	1600/17
	90 TP 2000 SL	90	503	16	100	2000	6600	2000/17
	180 TP 1300 ML	180	1132	36	226	1300	4250	1300/36
	180 TP 2000 ML	180	1132	36	226	2000	6600	2000/36
2 7/8"	60 TP 650 SL	66	415	13.2	83	650	2100	650/13
	60 TP 1300 SL	66	415	13.2	83	1300	4250	1300/13
	60 TP 2000 SL	66	415	13.2	83	2000	6600	2000/13
	60 TP 2600 SL	66	415	13.2	83	2600	8600	2600/13
	100 TP 600 SL	108	680	21.6	136	600	1980	600/22
	100 TP 1200 SL	108	680	21.6	136	1200	4000	1200/22
	100 TP 1800 SL	108	680	21.6	136	1800	5900	1800/22
	240 TP 600 SL	240	1510	48	306	600	1980	600/48
	240 TP 900 SL	240	1510	48	306	900	2950	900/48
3 1/2"	120 TP 1300 SL	120	755	24	151	1300	4250	1300/24
	120 TP 2000 SL	120	755	24	151	2000	6600	2000/24
	120 TP 2600 SL	120	755	24	151	2600	8600	2600/24
	200 TP 600 SL	194	1220	38.8	244	600	1980	600/39
	200 TP 1200 SL	194	1220	38.8	244	1200	4000	1200/39
	200 TP 1800 SL	194	1220	38.8	244	1800	5900	1800/39
	200 TP 2400 SL	194	1220	38.8	244	2400	8000	2400/39
	300 TP 400 SL	300	1887	50	377	400	1600	400/60
	300 TP 800 SL	300	1887	50	377	800	2600	800/60
	300 TP 1200 SL	300	1887	50	377	1200	4000	1200/60
	300 TP 1600 SL	300	1887	50	377	1600	5300	1600/60
4"	180 TP 1000 SL	180	1132	36	226	1000	3300	1000/38
	180 TP 2000 SL	180	1132	36	226	2000	6600	2000/38
	180 TP 3000 SL	180	1132	36	226	3000	10000	3000/38
	225 TP 1600 SL	225	1415	45	283	1600	5300	1600/46
	225 TP 2400 SL	225	1415	45	283	2400	8000	2400/46
	300 TP 600 SL	300	1887	50	377	600	1980	600/60
	300 TP 1200 SL	300	1887	50	377	1200	4000	1200/60
	300 TP 1800 SL	300	1887	50	377	1800	5900	1800/60
	300 TP 2400 SL	300	1887	50	377	2400	8000	2400/60
	400 TP 450 SL	400	2516	80	503	450	1500	450/80
	400 TP 900 SL	400	2516	80	503	900	2950	900/80
	400 TP 1350 SL	400	2516	80	503	1350	4450	1350/80
	400 TP 1800 SL	400	2516	80	503	1800	5900	1800/80
	500 TP 300 SL	600	3774	120	755	300	1000	300/120
	500 TP 600 SL	600	3774	120	755	600	1980	600/120
	500 TP 900 SL	600	3774	120	755	900	1950	900/120
	500 TP 1200 SL	600	3774	120	755	1200	4000	1200/120
	500 TP 1500 SL	600	3774	120	755	1500	5000	1500/120
	340 TP 500 ML	640	5284	168	1057	500	1650	500/168
	340 TP 1000 ML	640	5284	168	1057	1000	3300	1000/168
	340 TP 1500 ML	640	5284	168	1057	1500	5250	1500/168
5"	750 TP 800 SL	750	4718	150	944	800	2000	800/150
	750 TP 1200 SL	750	4718	150	944	1200	4000	1200/150
	1000 TP 200 SL	1000	6290	200	1258	200	660	200/200
	1000 TP 400 SL	1000	6290	200	1258	400	1320	400/200
	1000 TP 600 SL	1000	6290	200	1258	600	1980	600/200
	1000 TP 800 SL	1000	6290	200	1258	800	2900	800/200
	1000 TP 1150 SL	1000	6290	200	1258	1150	3900	1150/200
	1000 TP 1450 SL	1000	6290	200	1258	1450	5000	1450/200
	1000 TP 1700 SL	1000	6290	200	1258	1700	5600	1700/200

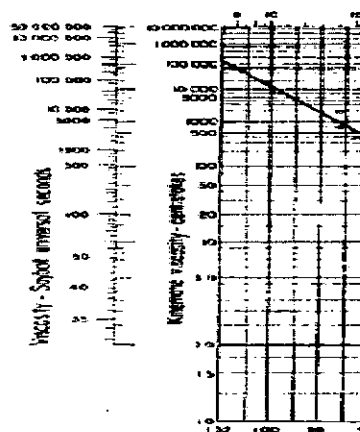
ANEXO 11

Gravedad Especifica del Fluido en Función de la Temperatura



ANEXO 12

Viscosidad del Fluido en Función de la Gravedad Especifica



ANEXO 13

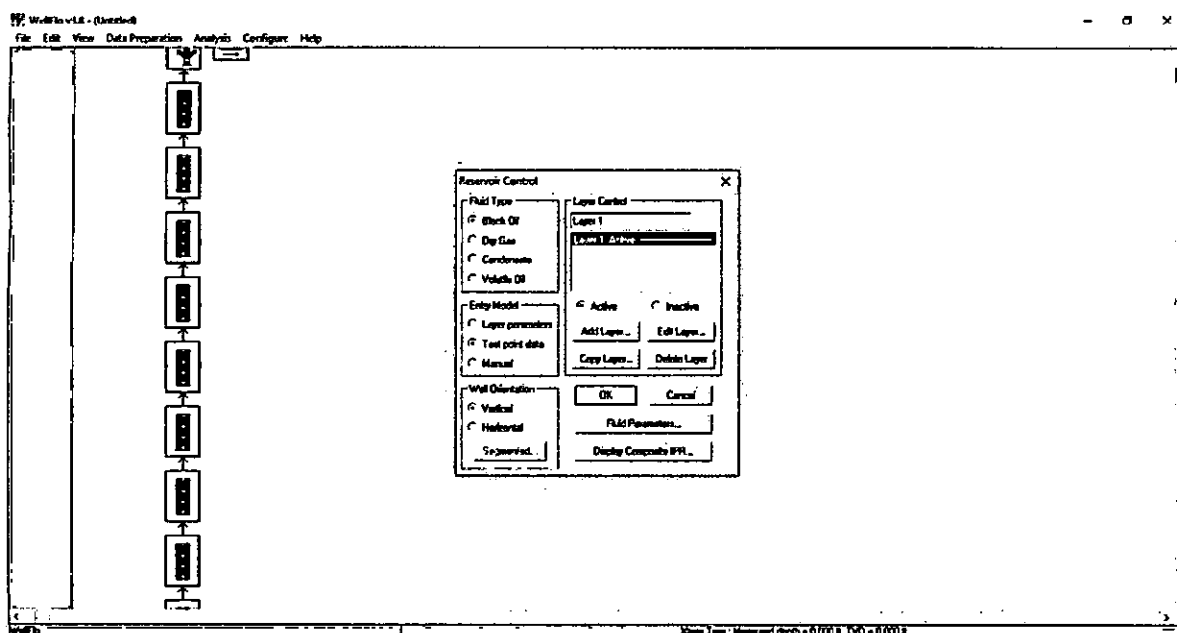
Tamaños de Boquillas y Gargantas

Nozzle	Area	Throat No.	Area
Manufacturer A:			
1	0.0024	1	0.0034
2	0.0031	2	0.0081
3	0.0039	3	0.0104
4	0.0050	4	0.0131
5	0.0064	5	0.0167
6	0.0081	6	0.0212
7	0.0103	7	0.0271
8	0.0131	8	0.0346
9	0.0167	9	0.0441
10	0.0212	10	0.0562
11	0.0274	11	0.0715
12	0.0346	12	0.0910
13	0.0441	13	0.1159
14	0.0562	14	0.1476
15	0.0715	15	0.1879
16	0.0910	16	0.2392
17	0.1159	17	0.3049
18	0.1476	18	0.3878
19	0.1879	19	0.4938
20	0.2392	20	0.6287
Manufacturer B:			
1	0.0024	1	0.0050
2	0.0031	2	0.0077
3	0.0040	3	0.0100
4	0.0052	4	0.0125
5	0.0067	5	0.0167
6	0.0086	6	0.0215
7	0.0111	7	0.0278
8	0.0144	8	0.0359
9	0.0186	9	0.0464
10	0.0240	10	0.0599
11	0.0310	11	0.0744
12	0.0400	12	0.1000
13	0.0517	13	0.1292
14	0.0668	14	0.1669
15	0.0863	15	0.2154
16	0.1114	16	0.2783
17	0.1439	17	0.3594
18	0.1858	18	0.4642
19	0.2400	19	0.5995
20	0.3100	20	0.7743

ANEXO 14

Cálculo de la IPR y punto de operación mediante software Wellflo

Se carga datos de los parámetros de reservorios en la pestaña Reservoir Control del Wellflo, teniendo en cuenta que se tiene una prueba de producción que es 976 BFPD @ 3513 Psi, $P_r = 4300$, $^{\circ}T = 230$ $^{\circ}F$, $G_{or} = 24$ Scf/Bbl, mediante estos datos se calcula el Índice de productividad, el cual es $IP = 1.2402$.



Inflow Performance: Oil (Test Data Points) - Layer 1			
Layer Parameters			
Layer pressure:	4300.000	psig	
Layer temperature:	230.000	degrees F	
Relative injectivity:	0	per cent	
Mid-perf depth (MD):	10253.50	ft	
Test point data (total liquid)			
Test Pressure 1:	3513.00	psig	
Test Flow Rate 1:	976.000	STB/day	
Test Pressure 2:	14.70	psig	
Test Flow Rate 2:	0	STB/day	
<input type="checkbox"/> Include non-Darcy effects			
Calculated values (total liquid)			
Productivity Index (J):	1.2402	STB/day/psi	
Non-Darcy flow coeff. (F):	0	psi/(lbs/day) ²	
Abs. open flow (AOF):	5289.7	STB/day	
IPR Model		Current IPR Model : Vogel	
		OK	
		Cancel	
		Calculate	
		Relative Perm...	
		Choose IPR...	

Se procede a ingresar datos de las propiedades de los fluidos los cuales son:

- $\gamma_{API} = 25.6$
- $\gamma_g = 1.5878$
- $\gamma_w = 1.03$
- $GOR = 24 \text{ Scf/Bbl}$
- $B\&w = 72.03\%$

Oil fluid parameters

Produced fluid data		Layer data	
Oil API gravity:	25.600 deg API	Layer name	Prod. GOR
Oil specific gravity:	0.90070 sp grav		SCF/STB
Gas specific gravity:	1.588 sp grav	Layer 1	Water cut
Water salinity:	44365.4 ppm		per cent
Water specific gravity:	1.030000 sp grav		
		Copy Previous Data	

Correlations

Pb, Rs, Bo:

Uo:

Ug:

Surface Tension:

OK Cancel

Check... Match...

Emulsion Viscosity...

Después de realizar el cálculo se procede a ajustar los datos de $P_b = 78 \text{ psi}$ y el $Bo = 1.0454 \text{ BL/BF}$ para el modelo del pozo. Los datos de R_s , Bo , P_b son calculados mediante la correlación de Glaser.

Oil properties check

Check properties at:

Pressure: 4300.0 psig Temperature: 230.0 degrees F

Produced GOR: 24.000 SCF/STB

Bubble point pressure: 78.000 psig Solution GOR: 24.000 SCF/STB

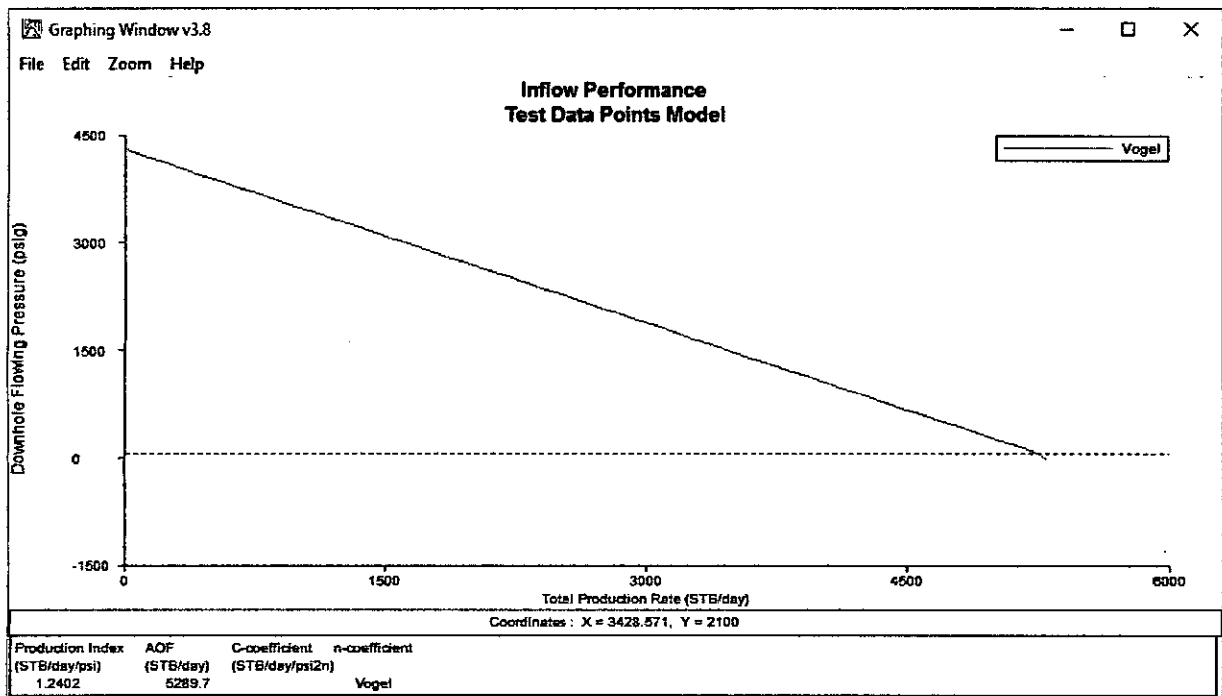
Bo: 1.04540 bbl/STB Bg: 0.00418 ft3/SCF Bw: 1.04477 bbl/STB

Uo: 3.457 cp Ug: 0.071655 cp Uw: 0.250 cp

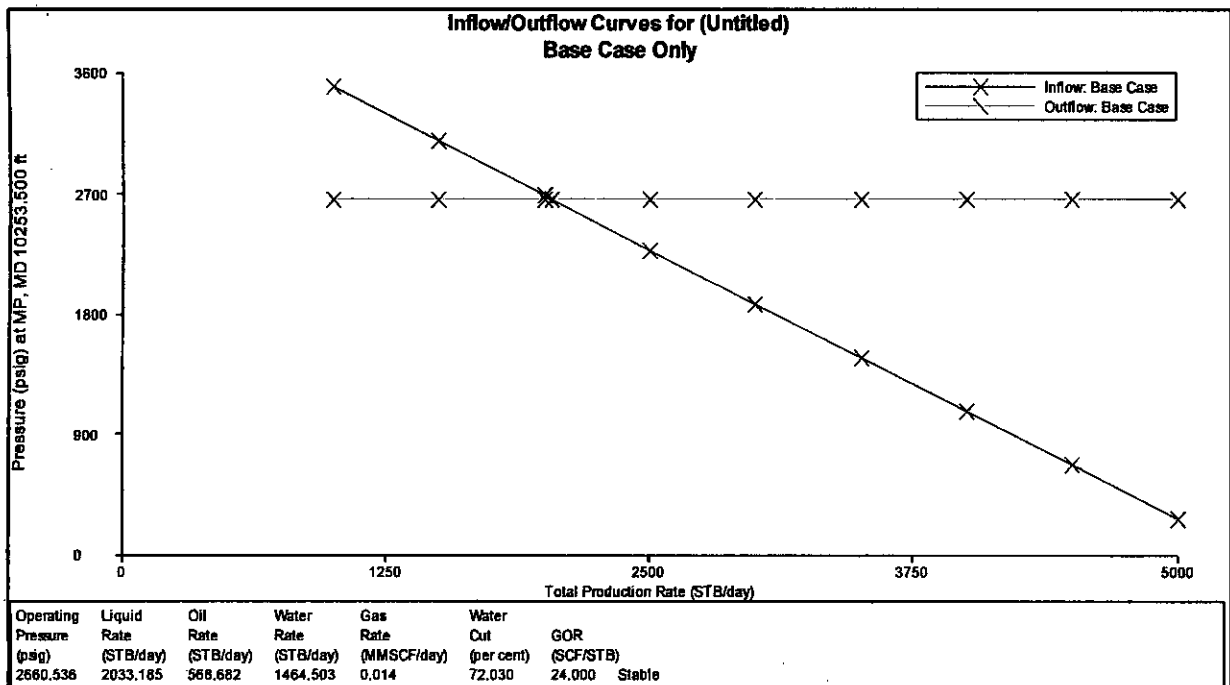
Rho o: 54.230 lb/ft3 Rho g: 28.992 lb/ft3 Rho w: 61.545 lb/ft3

Sigma o: 22.83 dyne/cm Sigma w: 42.95 dyne/cm

OK Cancel Calculate



De acuerdo a gráfica de la IPR calculada mediante la correlación de Vogel el Q máximo a producir es AOF = 5289.7 BFPD, con in IP = 1.2402.



Fuente: Software Wellflo v. 3.8

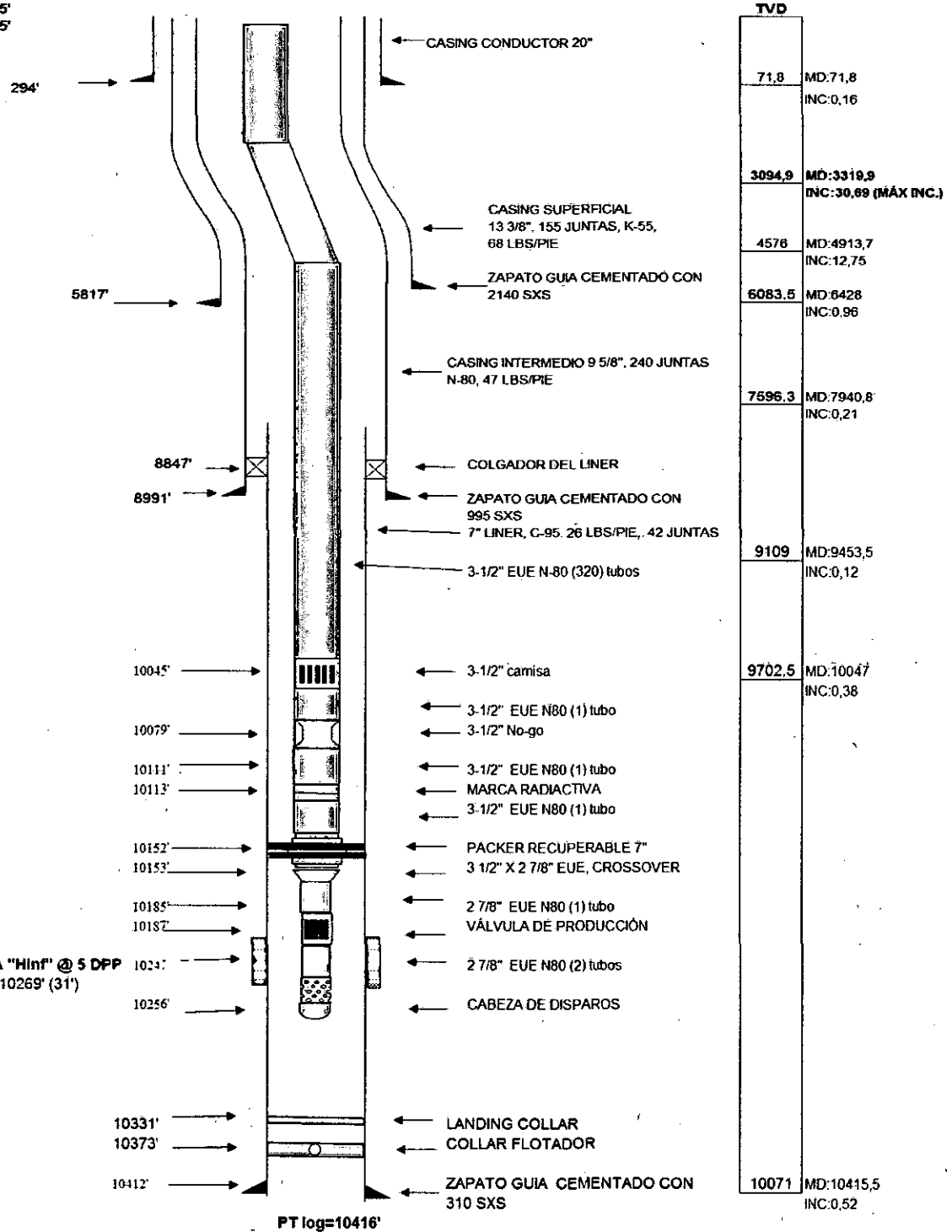
ANEXO 15

Diagrama de completación del pozo M1

SACHA-218D

EMR: 28'
RTE: 933,5'
GLE: 907,5'

COMPLETACION 10/01/2011



ANEXO 16

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema Gas lift.

GAS LIFT					
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE	OPTIMO
NUMERO DE POZOS	1		2 - 15	16 - 25	>25
TASA DE PRODUCCION (BPD)	1 - 100 y >50000	101 - 500 y 30000 - 50000	501 - 5000	5001 - 10000 y 15001 - 30000	10001 - 15000
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>18500	15000 - 18500	1 - 7500	7500 - 10000	10001 - 15000
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	2 3/8		5 1/2 y 4 1/2	7	>7
GRADO DE INCLINACION (°)		76 - 90	46 - 75	31 - 45	0 - 30
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)		>80	61 - 80	51 - 60	0 - 50
TEMPERATURA (°F)	>500	401 - 500	201 - 400	1 - 100 y 151 - 200	101 - 150
REGION DE FONDO LUYENTE Pwf (psi)	14 - 500	501 - 650	651 - 1000	1001 - 2000	>2000
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE		SIMPLE
TIPO DE RECOBRO	SECUNDARIO		TERCIARIO		PRIMARIO
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS					
BSW (%)	>90	81 - 90	21 - 80	11 - 20	0.1 - 10
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	0.1 - 5 y >800	6 - 10 y 601 - 800	11 - 30 y 201 - 600	31 - 40 y 71 - 200	41 - 70
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<10	11 - 25	26 - 30	31 - 40
GOR (SCF/BBL)	0 - 50	51 - 150	151 - 1000	1001 - 5000	>5000
PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS				SI	NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			SEVERA Y MEDIA	LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>12000	5001 - 12000	501 - 5000	201 - 500	0 - 200
CARACTERISTICAS DE LOCACION					
TIPO DE LOCACION		REMOTO		ONSHORE	OFFSHORE
ENERGIA ELECTRICA			SERVICIO O GENERADA		
ESPACIO			REDUCIDO	AMPLIO	STANDARD

ANEXO 17

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema PU.

PUMPING UNIT					
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE	OPTIMO
NUMERO DE POZOS				1	>1
TASA DE PRODUCCION (BPD)	>10000	6000 - 10000	1000 - 6000	1 - 50 300 - 1000	50 - 300
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>16000	7500 - 16000	3000- 7500	2500 - 3000	1 - 2500
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	> 9 5/8	2 3/8 Y 9 5/8	7	5 1/2	4 1/2
GRADO DE INCLINACION (°)	>45	15 - 45	11 - 15	6 - 10	0 - 5
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>20	11 - 20	6 - 10	4 - 5	0 - 3
TEMPERATURA (°F)	>550	350 - 550	250 - 350	150 - 250	1 - 150
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)	>4000	501 - 4000	201 - 500	14 - 50 101 - 200	51 - 100
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE		SIMPLE
TIPO DE RECOBRO			TERCIARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS					
BSW (%)	>90	60 - 90	26 - 60	16 - 25	0.1 - 15
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>7000	5000 - 7000	500 - 5000	0.1 - 100	101 - 500
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)			<10	10 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	>1000	401 - 1000	201 - 400	101 - 200	0 - 100
PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS	SI				NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES		SEVERA	MEDIA	LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>1000	501 - 1000	50 - 500	11 - 50	0 - 10
CARACTERISTICAS DE LOCACION					
TIPO DE LOCACION	OFFSHORE		REMOTOS	ONSHORE	
ENERGIA ELECTRICA			GENERADA	SERVICIO/SERVICIO O GENERADA	
ESPACIO			REDUCIDO	ESTANDAR	AMPLIO

ANEXO 18

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema ESP.

ESP					
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE	OPTIMO
NUMERO DE POZOS				1	>1
TASA DE PRODUCCION (BPD)	<100 y >60000	100 - 200	200 - 1000	1001 - 10000 y 20000 - 30000	10000 - 20000
			30000 - 60000	20001 - 30000	
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>15000	12001 - 15000	7501 - 12000	5001 - 7500	1 - 5000
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	2.375	4.5	5 1/2	7	>7
GRADO DE INCLINACION (°)	>80	71 - 80	41 - 70	10 - 40	0 - 10
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)			>10	4 - 10	0 - 3
TEMPERATURA (°F)	>450	350 - 450	251 - 350	1 - 70 y 151 - 250	71 - 150
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)			14 - 300	301 - 500	>500
TIPO DE COMPLETACION	MULTIPLE				SIMPLE
TIPO DE RECORO			TERCIARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS					
BSW (%)			91 - 99.9	71 - 90	0.1 - 70
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>5000	201 - 5000	51 - 200	11 - 50	0.1 - 10
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)			<10	10 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	>5000	4000 - 5000	501 - 4000	51 - 500	0 - 50
PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS			SI		NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			SEVERA - MEDIA	LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>200	101 - 200	16 - 100	6 - 15	0 - 5
CARACTERISTICAS DE LOCACION					
TIPO DE LOCACION			REMOTO	OFFSHORE	ONSHORE
ENERGIA ELECTRICA	GENERADA				SERVICIO
ESPACIO			REDUCIDO	AMPLIO	STANDARD

ANEXO 19

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema PCP.

PCP					
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE	OPTIMO
NUMERO DE POZOS				1	>1
TASA DE PRODUCCION (BPD)	1 - 5 y >10000	4500 - 10000	6 - 100 y 2501 - 4500	101 - 1500 y 2001 - 2500	1501 - 2000
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>12000	7500 - 12000	3501 - 7500	2501 - 3500	1 - 2500
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	> 9 5/8	9 5/8	7	5.5 y 2 3/8	4 1/2
GRADO DE INCLINACION (°)	11 - 90		9 - 10	4 - 8	0 - 3
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>10	5 -10		3 - 4	0 - 2
TEMPERATURA (°F)	>350	281 - 350	251 - 280	1 - 70 y 150 - 250	71 - 150
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)			14 - 200	201 - 500 y >1000	500 - 1000
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE		SIMPLE
TIPO DE RECOBRO			TERCIARIO	SECUNDARIA	PRIMARIA
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS					
BSW (%)	>90	51 - 90	16 - 50	7 - 15	0.1 - 6
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>12000	0 - 100 Y 10001 - 12000	101 - 1000 6000-10000	1001 - 5000	5001 - 6000
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<8	8 - 10	11 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	>500	301 - 500	151 - 300	51 - 150	0 - 50
PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS		SI			NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			SEVERA	MEDIA - LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>10000	8001 - 10000	201 -8000	51 - 200	0 - 50

CARACTERISTICAS DE LOCACION					
TIPO DE LOCACION		OFFSHORE	REMOTOS		ONSHORE
ENERGIA ELECTRICA	GENERADA			SERVICIO	
ESPACIO			REDUCIDO	AMPLIO	STANDARD

ANEXO 20

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema HL

HL					
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE	OPTIMO
NUMERO DE POZOS			1	2	>2
TASA DE PRODUCCION (BPD)	>15000	10001 - 15000	1 - 50 y 1501 - 10000	51 - 100 y 601 - 1500	101 - 600
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	1 - 2000 y >17000	2001 - 5000	5001 - 10000	10001 - 12000 15001 - 17000	12001 - 15000
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	> 9 5/8	9 5/8	7 y 5 1/2	4 1/2	2 3/8
GRADO DE INCLINACION (°)			21 - 90	11 - 20	0 - 10
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>60	31 - 60	11 - 30	4 - 10	0 - 3
TEMPERATURA (°F)	>600	551 - 600	251 - 550	1 - 70 y 151 - 250	71 - 150
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)		<14	14 - 100	101 - 300 y >800	301 - 800
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE		SIMPLE
TIPO DE RECOBRO		TERCIARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS					
BSW (%)		61 - 100	21 - 60	11-20	0.1 - 10
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>2000	1001 - 2000	301 - 1000	0.1 - 1 y 51 - 300	1 - 50
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<15	15 - 20	21 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	>500	350 - 500	121 - 350	31 - 120	0 - 30
PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS		SI			NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES		SEVERA	LEVE		NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>150		11 - 150	3 - 10	0 - 2

CARACTERISTICAS DE LOCACION					
TIPO DE LOCACION			OFFSHORE Y REMOTOS		ONSHORE
ENERGIA ELECTRICA			SERVICIO O GENERADA	SERVICIO	
ESPACIO			REDUCIDO	AMPLIO	STANDARD

ANEXO 21

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema HJ

HJ					
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO					
VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE	OPTIMO
NUMERO DE POZOS			1	2	>2
TASA DE PRODUCCION (BPD)	>20000	10001 - 20000	1 - 100 y 1001 - 10000	101 - 150 y 501 - 1000	151 - 500
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	1 - 2000 y >20000	2001 - 5000	5001 - 10000	10001 - 12000 15001 - 20000	12001 - 15000
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	> 9 5/8	9 5/8	5.5 y 7	4.5	2 3/8
GRADO DE INCLINACION (°)			21 - 90	11 - 20	0 - 10
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>60	31 - 60	11 - 30	4 - 10	0 - 3
TEMPERATURA (°F)	>600	551 - 600	251 - 550	1 - 70 y 151 - 250	71 - 150
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)		<14	14 - 200	201 - 500 y >1000	501 - 1000
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE		SIMPLE
TIPO DE RECOBRO		TERCIARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS					
BSW (%)		61 - 100	21 - 60	11 - 20	0.1 - 10
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>1000	801 - 1000	201 - 800	0.1 - 1 y 11 - 200	1 - 10
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<15	15 - 20	21 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	> 500	401 - 500	201 - 400	101 - 200	0 - 100
PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS			SI		NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			SEVERA-MEDIA	LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>200		11 - 200	3 - 10	0 - 2

CARACTERISTICAS DE LOCACION					
TIPO DE LOCACION			OFFSHORE Y REMOTOS		ONSHORE
ENERGIA ELECTRICA			SERVICIO O GENERADA		
ESPACIO			REDUCIDO	AMPLIO	STANDARD

ANEXO 22

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema PL

PLUNGER LIFT				
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO				
VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE
NUMERO DE POZOS			1	>1
TASA DE PRODUCCION (BPD)	<1	1 - 10	10 - 300	301 - 400
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>15000	10001 - 15000	1 - 8000	8000 - 10000
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	2.375	4.5	5 1/2 - 7	>7
GRADO DE INCLINACION (°)	>60	50 - 60	11 - 49	0 - 10
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>20	11 - 20	4 - 10	0 - 3
TEMPERATURA (°F)	>500	400 - 500	121 - 399	<120
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)	14 - 400	401 - 650	651 - 1000	>1000
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE	SIMPLE
TIPO DE RECOBRO	SECUNDARIO			PRIMARIO
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS				
BSW (%)	>90	90 - 75	74 - 16	0.1 - 15
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>800	601 - 800	101 - 600	0.1 - 100
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<15	15 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	0 - 50	51 - 500	501 - 5000	>5000
PRESENCIA DE CORROSIVOS			SI	NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			SEVERA - LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>200	101 - 200	6 - 100	0 - 5
CARACTERISTICAS DE LOCACION				
TIPO DE LOCACION			ONSHORE	OFFSHORE
ENERGIA ELECTRICA			SERVICIO O GENERADA	
ESPACIO			REDUCIDO / AMPLIO	ESTANDAR

ANEXO 23

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema

Chamber lift

CHAMBER LIFT				
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO				
VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE
NUMERO DE POZOS	1		2 - 25	>25
TASA DE PRODUCCION (BPD)	1 - 49	50 - 149	150 - 600	>600
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>11000	7001 - 11000	31 - 65	6000 - 7000
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	2 3/8	4 1/2	5 1/2 - 7	>7
GRADO DE INCLINACION (°)	76 - 90	66 - 75	31 - 65	0 - 30
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>80	71 - 80	51 - 70	0 - 50
TEMPERATURA (°F)	>350	281 - 350	1 - 100	101 - 150
			151 - 200	
			201 - 280	
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)	14 - 400	401 - 650	651 - 1000	>1000
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE	SIMPLE
TIPO DE RECOBRO	SECUNDARIO		TERCIARIO	PRIMARIO
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS				
BSW (%)	>90	71 - 90	11 - 70	0.1 - 10
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>800	601 - 800	101 - 600	0.1 - 100
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<15	15 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	0 - 50	51 - 150	151 - 5000	>5000
PRESENCIA DE CORROSIVOS			SI	NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			SEVERA - LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>300	151 - 300	21 - 150	0 - 20
CARACTERISTICAS DE LOCACION				
TIPO DE LOCACION		REMOTO	OFFSHORE	ONSHORE
ENERGIA ELECTRICA			SERVICIO O GENERADA	
ESPACIO			REDUCIDO / AMPLIO	ESTANDAR

ANEXO 24

Características de yacimiento-pozo, fluidos y facilidades de superficie de sistema

Recoil

RECOIL				
CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO-PRODUCCION-POZO				
VARIABLES	RANGOS			
	NO APLICABLE	LIMITADO	REGULAR A BUENO	EXCELENTE
NUMERO DE POZOS			1	>1
TASA DE PRODUCCION (BPD)	<1	1 - 10	11 - 50	51 - 60
PROFUNDIDAD DEL POZO (ft)	>4800	3901 - 4800	1501 - 3900	750 - 1500
TAMAÑO DE CASING (IN ID)	2.375	3 1/2	5 1/2 - 7	>7
		>7		
GRADO DE INCLINACION (°)	>80	61 - 80	11 - 60	0 - 10
SEVERIDAD DE DOGLEG (°/100FT)	>25	15 - 25	4 - 15	0 - 3
TEMPERATURA (°F)	>300	249 - 300	126 - 250	1 - 125
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf (psi)	>4000	501 - 4000	201 - 500	14 - 200
TIPO DE COMPLETACION			MULTIPLE	SIMPLE
TIPO DE RECOBRO		TERCIARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS				
BSW (%)			71 - 99.9	0.1 - 70
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (cp)	>800	400 - 800	51 - 400	1 - 50
GRAVEDAD DE FLUIDO (°API)		<15	15 - 25	26 - 40
GOR (SCF/BBL)	>400	300 - 400	51 - 300	<50
PRESENCIA DE CORROSIVOS		SI		NO
PRESENCIA DE CONTAMINANTES			MEDIA - LEVE	NULA
CONTENIDO DE ARENA ABRASIVA (ppm)	>800	501 - 800	51 - 500	0 - 50
CARACTERISTICAS DE LOCACION				
TIPO DE LOCACION	OFFSHORE			ONSHORE
ENERGIA ELECTRICA			SERVICIO	
ESPACIO			REDUCIDO / AMPLIO	ESTANDAR

ANEXO 25

Cálculo del VAN y TIR para 45 \$/Bbl

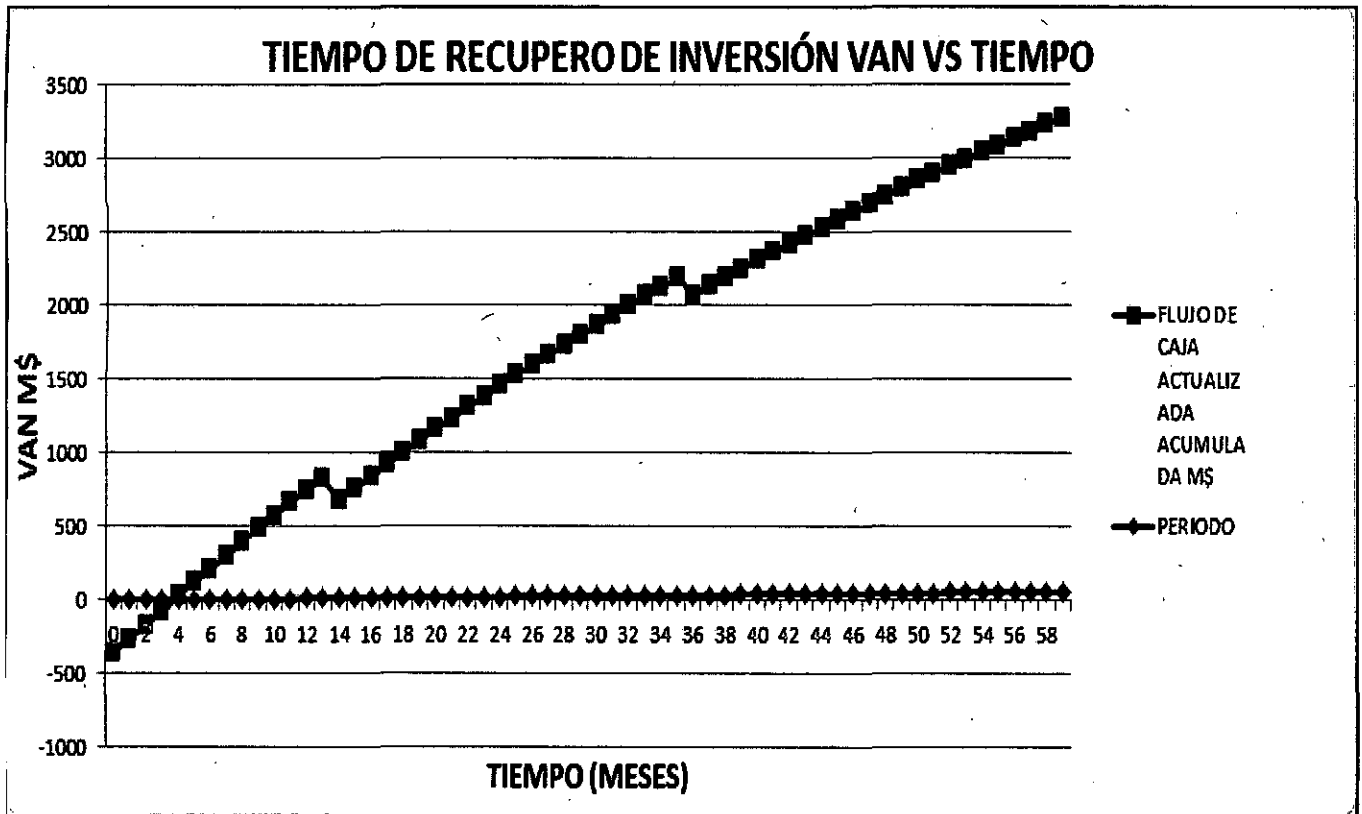
VES	PERIODO	PRODUCCIÓN MCPARA	PROD.CCDO NOMENCL MEP	INGRESO TOTAL POR VES MES	INGRESO ACUMULAD O	COSTO DE INSTALACIÓN SISTEMA ARTIFICIAL BES	COSTO OPERATIVO VE	IGV (%)	REGALÍA (%)	EGRESO TOTAL POR MES (M\$)	GANANCIA BRUTA M\$	IMPUESTO CASA RENTA M\$	FLUJO DE CAJAS M\$	FLUJO DE CAJA ACUMULADO M\$	FACTO R	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO M\$	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO M\$	INGRESO TOTAL PDF MES ACTUALIZADO M\$	EGRESO TOTAL PDF VES ACTUALIZADO M\$
1	0	532.0	12.1	368.3	368.3	475.5	155.3	10.0	176.7	864.5	-365.8	10	-365.5	-365.5	1.000	-365.3	-365.5	368.3	364.5
2	1	537.8	12.0	768.2	1336.1		255.4	10.5	229.5	632.2	-162.3	42.9	111.1	-254.4	0.936	55.3	-268.6	767.4	388.4
3	2	532.2	12.0	764.3	2100.5		254.5	10.5	229.5	627.3	-162.7	42.8	59.5	-194.9	0.977	57.3	-433.5	746.7	449.1
4	3	634.7	13.9	762.4	2862.9		284.1	10.2	224.7	620.1	-162.3	42.7	59.6	-135.3	0.956	56.2	-377.3	736.2	500.0
5	4	632.4	13.9	760.5	3623.4		285.2	10.5	224.1	616.3	-162.3	42.6	59.4	-75.9	0.954	54.9	-322.4	722.3	547.3
6	5	361.9	13.9	760.5	4385.3		282.5	10.5	227.6	617.3	-116	42.5	99.1	-12.6	0.965	55.5	-166.9	716.7	522.2
7	6	632.8	13.9	766.7	5152.0		282.2	10.2	227.1	614.1	-116	42.4	58.5	45.4	0.935	52.2	-121.7	712.5	512.4
8	7	369.1	13.9	764.3	5916.3		257.3	10.5	228.4	613.3	-116.3	42.3	58.5	93.3	0.922	50.3	-71.3	705.7	514.5
9	8	537.7	13.7	762.3	6683.6		257.3	10.5	225.5	612.4	-116.5	42.2	58.4	142.4	0.911	50.3	-21.3	705.3	568.2
10	9	632.4	13.7	767.0	7451.0		286.5	10.2	228.5	611.3	-116.2	42.1	98.1	232.3	0.900	50.4	176.3	716.3	571.5
11	10	634.9	13.6	749.2	8195.6		248.7	10.5	224.7	609.5	-116.3	42.0	57.5	324.4	0.888	47.1	295.3	706.3	579.7
12	11	632.8	13.6	747.3	8942.9		249.1	10.5	224.2	607.6	-116.5	41.9	57.6	422.1	0.876	46.9	441.7	697.4	577.5
13	12	632.2	13.6	745.4	9688.3		248.2	10.2	223.6	606.2	-116.1	41.7	57.4	519.6	0.864	44.7	534.4	686.2	563.2
14	13	632.0	13.6	749.3	10437.8		247.5	10.5	229.1	604.5	-116.3	41.6	57.2	613.7	0.852	45.5	627.9	680.1	558.5
15	14	532.4	13.7	688.1	11125.9	230.1	208.1	11.9	136.4	752.7	-174.6	10	-174.3	742.3	0.840	-113.4	635.5	625.1	573.4
16	15	546.0	13.4	723.3	11872.0		246.6	10.2	222.1	607.7	-116.1	41.4	56.7	836.7	0.828	41.2	727.7	621.3	540.1
17	16	615.7	13.4	728.3	12590.3		244.6	10.5	221.4	600.2	-117.3	41.3	56.4	935.1	0.816	40.3	819.7	612.6	532.2
18	17	612.3	13.4	724.1	13314.4		245.4	10.2	220.8	598.7	-117.4	41.2	56.2	1037.3	0.804	38.3	912.3	602.3	526.0
19	18	612.9	13.3	724.3	14038.2		244.5	10.2	220.5	597.2	-117.1	41.1	55.5	1127.3	0.791	37.3	997.4	592.4	517.5
20	19	612.6	13.3	722.5	14760.7		244.2	10.3	216.7	595.7	-116.7	41.0	55.7	1220.1	0.780	36.7	1084.2	587.1	511.4
21	20	541.2	13.2	720.3	15481.0		243.5	10.5	216.2	594.2	-116.4	40.9	55.5	1315.5	0.768	35.3	1175.3	576.3	503.2
22	21	532.9	13.2	720.3	16213.9		242.5	10.2	216.3	592.6	-116.3	40.8	55.2	1404.7	0.756	34.3	1264.4	570.7	496.1
23	22	636.8	13.2	727.3	16941.1		242.5	10.5	216.1	591.3	-116.7	40.7	55.0	1498.7	0.744	33.3	1357.8	562.7	489.1
24	23	632.2	13.1	725.2	17666.3		241.7	10.2	217.5	589.6	-116.4	40.6	54.6	1590.4	0.732	32.3	1450.4	554.3	482.2
25	24	632.0	13.1	723.4	18398.7		241.1	10.2	217.3	588.2	-116.3	40.5	54.2	1680.1	0.720	31.6	1540.3	547.3	475.2
26	25	634.8	13.0	727.6	19126.2		240.2	10.5	216.5	586.6	-116.7	40.4	54.5	1772.2	0.707	30.5	1622.2	538.3	468.6
27	26	300.1	13.0	716.7	19846.3		239.5	10.5	216.3	585.4	-116.4	40.3	54.1	1868.2	0.695	29.5	1717.3	531.7	462.2
28	27	318	13.0	716.0	20564.5		239.5	10.2	216.4	583.5	-116.3	40.2	53.6	1960.1	0.683	28.5	1810.2	524.2	455.7
29	28	532.5	13.9	716.2	21287.0		238.7	10.5	216.3	582.2	-116.7	40.1	53.6	2057.7	0.671	27.5	1907.6	516.3	449.2
30	29	632.2	13.9	714.4	22001.5		238.1	10.5	216.3	581.3	-116.3	40.0	53.2	2157.2	0.659	26.5	1997.4	508.5	442.0

Continuación de anexo 25.

41	36	6273	133	724	23300		2170	233	2021	2736	030	033	021	22021	0770	302	0201	3024	4922														
42	31	6285	133	708	23300		2369	273	2021	0701	027	033	023	23030	0657	302	0201	3024	4922														
43	32	6232	133	7030	24279		2360	273	2027	0737	024	037	023	24067	0650	302	0201	3024	4922														
44	30	6233	137	7072	247031		2367	273	2021	0732	020	033	024	24331	138	302	0201	3024	4922														
45	34	6223	137	7035	247008		2362	273	216	0738	017	033	022	23502	0670	302	0201	3024	4922														
46	30	6218	133	7037	261743		2406	237	211	0724	014	034	023	27222	0655	622	0201	3024	4922														
47	36	6213	133	6313	267008	2013	082	033	0701	0638	023	027	0208	20114	0650	030	0201	3024	4922														
48	37	607	135	7012	274008		2304	233	201	0638	007	032	018	25020	0650	030	0201	3024	4922														
49	36	6074	135	6935	281378		2320	237	2308	0601	004	031	018	27212	0642	030	0201	3024	4922														
50	36	6151	135	6937	283416		2322	234	2300	0637	021	033	010	2602	0636	030	0201	3024	4922														
51	40	6148	134	6953	285406		2307	021	2308	0632	027	033	013	23060	0620	030	0201	3024	4922														
52	41	6135	134	6932	303420		2311	243	2300	0630	024	033	013	23066	0620	030	0201	3024	4922														
53	42	6122	134	6918	303430		2306	243	2374	0624	021	037	014	23060	135	034	0201	3024	4922														
54	43	6100	133	6933	30341		2309	242	2360	0610	020	035	021	167	0616	034	0201	3024	4922														
55	44	6037	133	6933	30372		2303	233	2364	0536	024	035	033	23070	0559	030	0201	3024	4922														
56	40	6034	133	6933	323004		2308	235	2359	0532	021	034	037	23066	0552	031	0201	3024	4922														
57	40	6071	132	6945	333030		2302	232	2354	0530	020	033	035	34031	0555	024	0201	3024	4922														
58	47	6053	132	6923	343059		2276	223	2349	0534	025	032	032	35053	0570	033	0201	3024	4922														
59	40	6045	021	6912	390471		227	223	2344	0540	022	031	033	35243	0572	035	0201	3024	4922														
60	40	6033	021	6735	397008		2285	223	2300	0520	020	031	033	3719	0555	030	0201	3024	4922														
61	30	6021	021	6723	396044		2259	223	2303	0513	020	033	033	36012	0559	030	0201	3024	4922														
62	01	6013	133	6701	373005		2254	027	2220	0430	020	033	033	33000	0552	030	0201	3024	4922														
63	30	4933	133	6744	37349		2240	024	2220	0435	020	033	031	33702	0510	031	0201	3024	4922														
64	30	4933	113	6727	384270		2242	011	202	0471	020	037	023	40031	0559	034	0201	3024	4922														
65	34	4971	113	6710	390008		2207	213	202	0430	020	033	027	41037	0550	030	0201	3024	4922														
66	30	4953	113	6934	397000		221	215	2008	0444	020	035	025	40412	0557	031	0201	3024	4922														
67	30	4913	113	6927	403008		2220	212	2000	0430	020	034	022	4004	130	034	0201	3024	4922														
68	37	4923	113	6933	40317		2220	199	195	0417	020	033	023	4105	130	034	0201	3024	4922														
69	30	4901	113	6943	413000		2214	190	195	0420	020	033	022	43023	0559	032	0201	3024	4922														
70	30	4923	117	6927	423007		2209	190	195	0420	020	033	023	43099	0550	030	0201	3024	4922														
																3211.5		30919.39	27707.89														
VAN		3211.0		M\$																													
TIR		25%																															
BIC		1.1%																															

Elaborado por: Autor.

ANEXO 26
ANÁLISIS ECONÓMICO PARA 45 \$/BBL.



Elaborado por: Autor.

De acuerdo a la gráfica el tiempo de recupero de la inversión es: 4 meses.

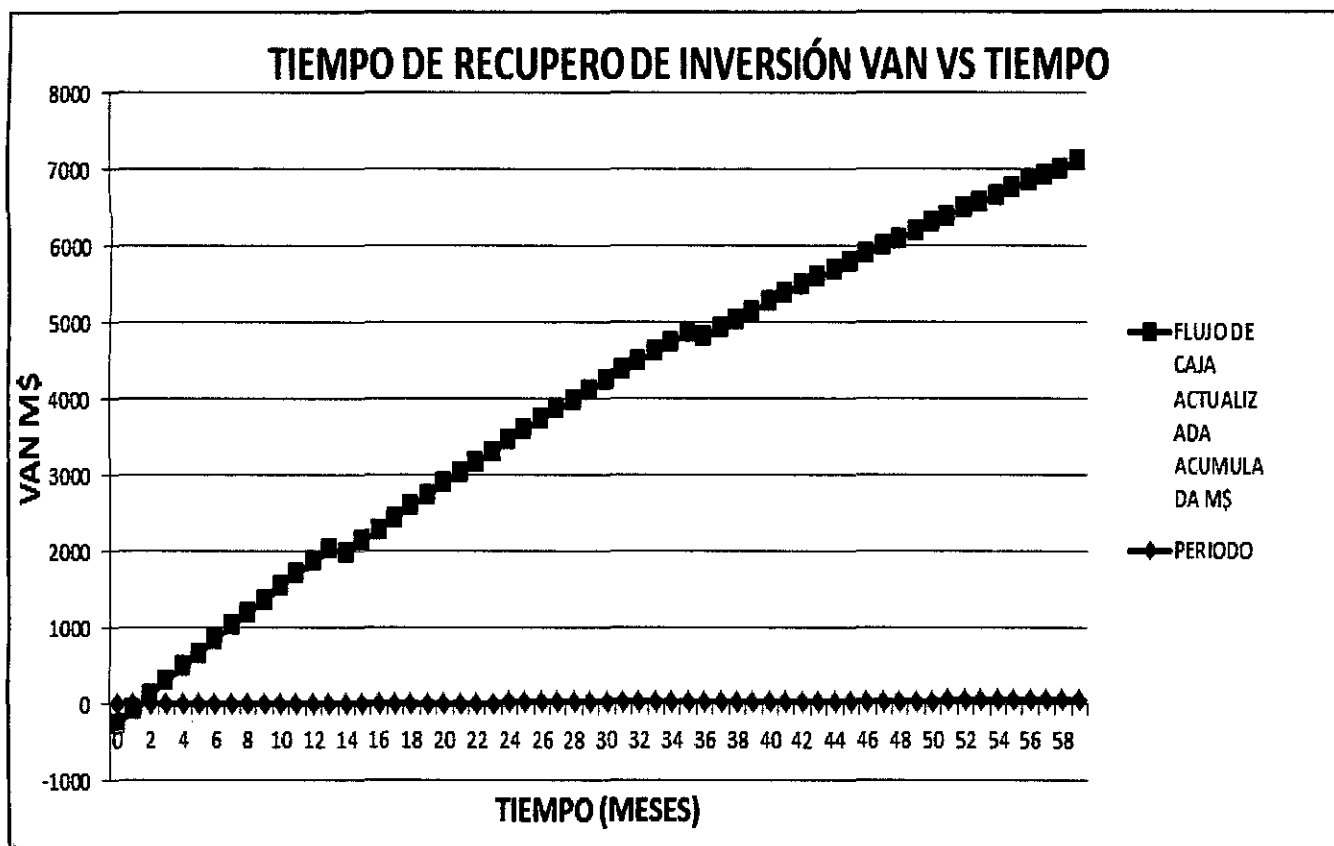
ANEXO 27

CÁLCULO DEL VAN Y TIR PARA 60 \$/BBL

VEE	PERIODO	PROD. COT. A JARIA	PRODUC. CUMULADA MES	INSTRUMENTAL. POR MES	INGRESO ACUMULADO \$	METALACION SISTEMAS ARTIFICIALES	COSTO OPERATIVO \$	GRUPO	REGALIAS	EGRESO TOTAL POR MES (V\$)	GRANDES DEBITA \$	IMPUESTO CALA RENTA \$	FLUJO DE CAJAS	FLUJO DE CAJAS ACUMULADO \$	PAC. R	FLUJO DE CAJAS ACUMULADO \$	FLUJO DE CAJAS ACUMULADO \$	FLUJO DE CAJAS ACUMULADO \$	FLUJO DE CAJAS ACUMULADO \$
1	1	863	12	7852	7852	4738	863	1113	2386	863	2386	0	2386	2386	100	2386	7852	1113	
2	1	8673	70	10213	8345		2534	829	3065	7458	2786	828	1361	704	0593	929	726	0366	356
3	2	8652	70	1151	2369		2519	824	3057	7439	2765	825	928	222	0577	932	735	0355	874
4	3	8687	69	10835	3325		2541	820	3050	7427	2745	823	1361	319	0583	935	3011	9318	7987
5	4	8633	69	1083	4365		2535	825	3062	7402	2736	821	1361	5013	0584	929	640	0673	7649
6	5	8578	68	1185	6379		2528	821	3034	7384	2731	819	1362	6351	0543	924	643	0662	7339
7	5	8615	68	0366	6368		2522	816	3027	7365	2724	817	1317	8873	0503	928	6422	6433	7300
8	7	8581	68	0364	7363		2516	812	3019	7347	2717	818	1312	0786	0522	933	678	0273	7253
9	3	8677	67	0365	8372		2510	807	3012	7328	2711	813	1317	2356	0511	929	1603	916	717
10	3	8533	67	1014	9388		2513	802	3084	7311	2704	811	1313	4586	0503	924	1588	917	7372
11	0	8543	66	993	10874		2437	798	2987	7292	2697	819	1318	6586	0493	928	1288	831	727
12	1	8535	66	8954	11838		2461	793	2980	7274	2691	817	1313	1341	0483	923	1348	833	7155
13	2	8622	66	8933	12777		2435	788	2982	7255	2684	816	1318	2326	0473	923	1378	863	708
14	3	8629	65	9314	13881		2479	783	2974	7237	2677	813	1314	2394	0469	1610	2089	831	6911
15	4	8434	67	8241	14832	2920	2030	423	2472	6916	473	0	473	2973	0453	923	1916	731	7575
16	5	8433	64	8835	15737		2438	778	2959	7227	2685	819	1314	2389	0443	928	208	6933	576
17	6	8437	64	883	16637		2430	773	2952	7205	2677	817	1314	2383	0433	924	2274	817	6623
18	7	8453	64	9315	17532		2434	767	2945	7182	2661	816	1315	2388	0423	922	2413	8032	6500
19	8	8433	63	8761	18243		2438	762	2937	7167	2654	813	1318	2368	0411	920	2577	7633	6409
20	9	8423	63	8733	19039		2442	758	2930	7148	2647	811	1316	2364	0401	929	2713	7923	6248
21	20	8512	62	8742	20683		2436	754	2923	7129	2631	819	1314	2358	0392	929	2843	7719	6269
22	21	8333	62	9718	21639		2429	749	2915	7094	2624	817	1317	2357	0383	928	3023	7833	6171
23	22	8325	62	8633	22582		2423	745	2908	7076	2617	815	1312	2350	0374	948	3151	7532	604
24	23	8372	62	8633	23431		2417	740	2901	7058	2611	813	1312	2342	0365	938	3283	7237	6599
25	24	8353	62	8643	24475		2411	736	2893	7041	2604	811	1312	2335	0356	978	3431	7233	592
26	25	8445	60	8561	25403		2410	732	2886	7023	2596	819	1314	4197	0347	959	3687	7190	584
27	26	8361	60	8537	26353		2399	727	2879	7006	2591	817	1314	4387	0339	978	3716	7039	5749
28	27	8318	60	8537	27303		2399	723	2872	6988	2585	815	1319	4598	0331	997	3917	6937	5659
29	28	8325	59	8543	28253		2397	719	2865	6971	2578	813	1315	4788	0322	933	3963	6832	5589
30	29	8232	59	8523	29203		2391	714	2857	6953	2572	812	1310	4981	0313	924	4034	6735	5511

ANEXO 28

Análisis económico para 60 \$/Bbl.



Elaborado por: Autor.

De acuerdo a la gráfica el tiempo de recupero de la inversión es: 1.5 meses.

ANEXO 29

Cálculo del VAN y TIR para 90 \$/Bbl

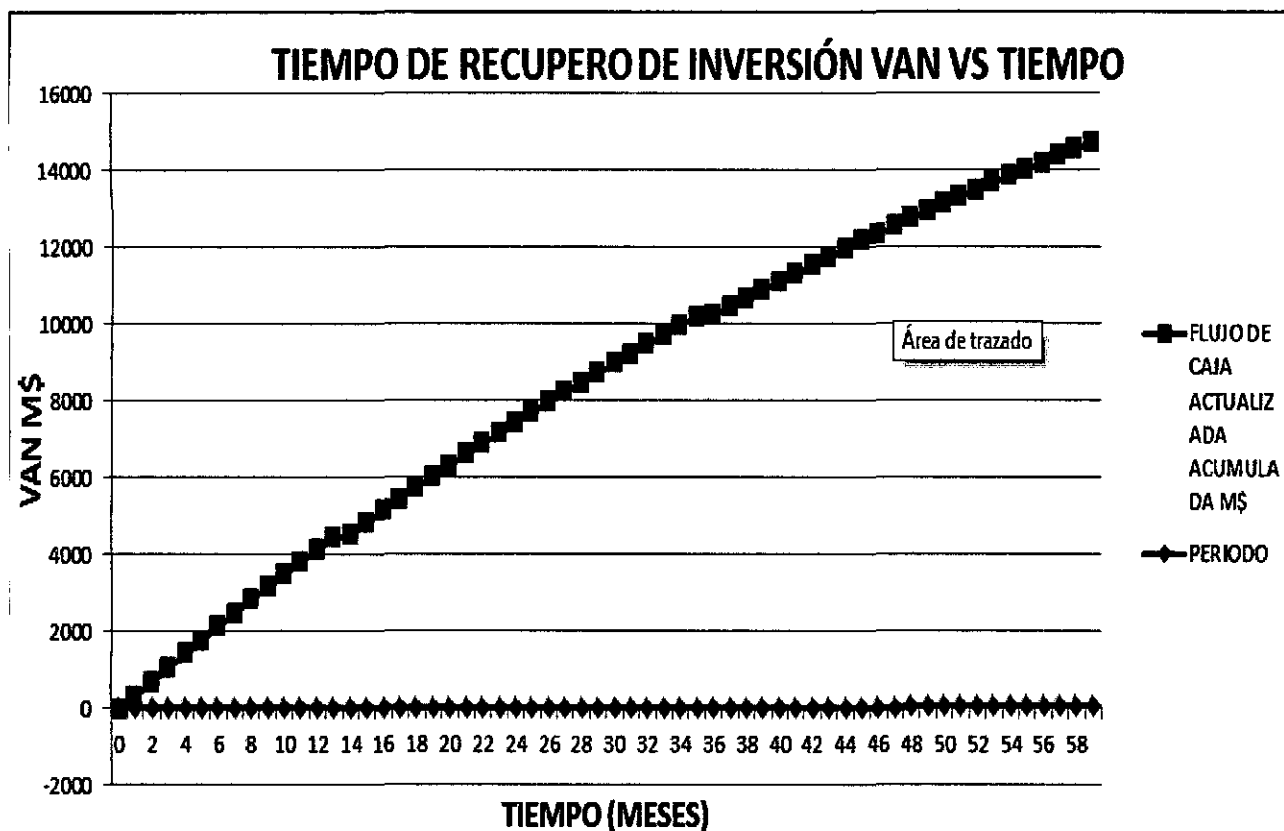
MES	PERÍODO	PRECIO DE OIL MIL DOLAR	PROD. CUMULADA MIL BBL	INGRESO TOTAL POR MES (\$)	INGRESO ACUMULADO CUMULADO	INSTALACIÓN ESTRUTURAL ARREGLAL	COSTO O-ESP-VOL MIL	INVER	RENTALIA MIL	EGRESO TOTAL POR MES (\$)	GANANCIA LUBRIFICANTE MIL	VALOR DE CAJA DE ACUMULADA MIL	FACTO R ACTUALIZADO	CAJA ACTUALIZADA MIL	VALOR DE CAJA DE ACUMULADA MIL	FORMA ACTUALIZADA MIL	FORMA ACTUALIZADA MIL
1	1	5300	11	1612	1612	4755	582	920	530	1272	532	323	0.98	323	492	1178	1272
2	2	5328	170	6255	7867	2554	2554	2710	637	991	541	374	0.98	374	755	1517	1901
3	3	5362	170	6266	14133	2648	2648	2752	638	1629	542	374	0.97	374	1129	1834	2141
4	4	5397	135	6218	20351	2651	2651	2718	637	1900	543	374	0.96	374	1503	1724	2353
5	5	5433	130	6218	26569	2635	2635	2738	635	2173	544	374	0.95	374	1877	1608	2527
6	6	5419	130	6172	32741	2628	2628	2721	632	2445	545	374	0.94	374	2251	1494	2672
7	7	5405	130	6172	38913	2622	2622	2724	630	2717	547	374	0.93	374	2625	1380	2792
8	8	5351	130	6098	45001	2612	2612	2717	629	2989	548	374	0.92	374	2999	1266	2892
9	9	5327	137	6053	51054	2602	2602	2714	628	3261	549	374	0.91	374	3373	1152	2962
10	10	5300	137	6027	57081	2602	2602	2714	628	3533	550	374	0.90	374	3747	1038	3012
11	11	5300	136	6016	63097	2597	2597	2714	628	3805	551	374	0.89	374	4121	924	3062
12	12	5322	136	6016	69113	2485	2485	2634	625	4077	552	374	0.88	374	4495	810	3112
13	13	5300	135	6027	75130	2479	2479	2627	623	4349	554	374	0.87	374	4869	696	3162
14	14	5334	137	6142	81147	2466	2466	2626	622	4621	555	374	0.86	374	5243	582	3212
15	15	5380	134	6177	87164	2466	2466	2626	622	4893	556	374	0.85	374	5617	468	3262
16	16	5467	134	6170	93181	2460	2460	2637	620	5165	557	374	0.84	374	5991	354	3312
17	17	5463	134	6170	99198	2464	2464	2630	619	5437	558	374	0.83	374	6365	240	3362
18	18	5429	133	6088	105215	2448	2448	2614	618	5709	559	374	0.82	374	6739	126	3412
19	19	5426	133	6043	111232	2442	2442	2617	617	5981	560	374	0.81	374	7113	12	3462
20	20	5412	132	6043	117249	2436	2436	2610	616	6253	561	374	0.80	374	7487	108	3512
21	21	5389	132	6074	123266	2429	2429	2614	615	6525	562	374	0.79	374	7861	96	3562
22	22	5385	132	6040	129283	2423	2423	2617	614	6797	563	374	0.78	374	8235	84	3612
23	23	5372	131	6004	135300	2417	2417	261	613	7069	564	374	0.77	374	8609	72	3662
24	24	5358	131	6007	141317	2411	2411	2614	612	7341	565	374	0.76	374	8983	60	3712
25	25	5345	130	6013	147334	2405	2405	2618	611	7613	566	374	0.75	374	9357	48	3762
26	26	5321	130	6008	153351	2399	2399	2611	610	7885	567	374	0.74	374	9731	36	3812
27	27	5318	130	6008	159368	2393	2393	2615	609	8157	568	374	0.73	374	10105	24	3862
28	28	5306	129	6023	165385	2387	2387	2618	608	8429	569	374	0.72	374	10479	12	3912
29	29	5292	129	6027	171402	2381	2381	2622	607	8701	570	374	0.71	374	10853	0	3962
30	30	5282	129	6027	177419	2375	2375	2622	606	8973	571	374	0.70	374	11227	-12	4012

Continuación de anexo 29.

CI	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024	1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040	1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056	1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070	1071	1072	1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088	1089	1090	1091	1092	1093	1094	1095	1096	1097	1098	1099	1100	1101	1102	1103	1104	1105	1106	1107	1108	1109	1110	1111	1112	1113	1114	1115	1116	1117	1118	1119	1120	1121	1122	1123	1124	1125	1126	1127	1128	1129	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136	1137	1138	1139	1140	1141	1142	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166	1167	1168	1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1176	1177	1178	1179	1180	1181	1182	1183	1184	1185	1186	1187	1188	1189	1190	1191	1192	1193	1194	1195	1196	1197	1198	1199	1200	1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211	1212	1213	1214	1215	1216	1217	1218	1219	1220	1221	1222	1223	1224	1225	1226	1227	1228	1229	1230	1231	1232	1233	1234	1235	1236	1237	1238	1239	1240	1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248	1249	1250	1251	1252	1253	1254	1255	1256	1257	1258	1259	1260	1261	1262	1263	1264	1265	1266	1267	1268	1269	1270	1271	1272	1273	1274	1275	1276	1277	1278	1279	1280	1281	1282	1283	1284	1285	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296	1297	1298	1299	1300	1301	1302	1303	1304	1305	1306	1307	1308	1309	1310	1311	1312	1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320	1321	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328	1329	1330	1331	1332	1333	1334	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1343	1344	1345	1346	1347	1348	1349	1350	1351	1352	1353	1354	1355	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363	1364	1365	1366	1367	1368	1369	1370	1371	1372	1373	1374	1375	1376	1377	1378	1379	1380	1381	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388	1389	1390	1391	1392	1393	1394	1395	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404	1405	1406	1407	1408	1409	1410	1411	1412	1413	1414	1415	1416	1417	1418	1419	1420	1421	1422	1423	1424	1425	1426	1427	1428	1429	1430	1431	1432	1433	1434	1435	1436	1437	1438	1439	1440	1441	1442	1443	1444	1445	1446	1447	1448	1449	1450	1451	1452	1453	1454	1455	1456	1457	1458	1459	1460	1461	1462	1463	1464	1465	1466	1467	1468	1469	1470	1471	1472	1473	1474	1475	1476	1477	1478	1479	1480	1481	1482	1483	1484	1485	1486	1487	1488	1489	1490	1491	1492	1493	1494	1495	1496	1497	1498	1499	1500	1501	1502	1503	1504	1505	1506	1507	1508	1509	1510	1511
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

ANEXO 30

Análisis económico para 90 \$/Bbl.



Elaborado por: Autor.

De acuerdo a la gráfica el tiempo de recupero de la inversión es: 0.25 meses.

ANEXO 31

Matriz variables de selección Als Simulador

Variable	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	9.0	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	11.0	11.1	11.2	11.3	11.4	11.5	11.6	11.7	11.8	11.9	12.0	12.1	12.2	12.3	12.4	12.5	12.6	12.7	12.8	12.9	13.0	13.1	13.2	13.3	13.4	13.5	13.6	13.7	13.8	13.9	14.0	14.1	14.2	14.3	14.4	14.5	14.6	14.7	14.8	14.9	15.0	15.1	15.2	15.3	15.4	15.5	15.6	15.7	15.8	15.9	16.0	16.1	16.2	16.3	16.4	16.5	16.6	16.7	16.8	16.9	17.0	17.1	17.2	17.3	17.4	17.5	17.6	17.7	17.8	17.9	18.0	18.1	18.2	18.3	18.4	18.5	18.6	18.7	18.8	18.9	19.0	19.1	19.2	19.3	19.4	19.5	19.6	19.7	19.8	19.9	20.0	20.1	20.2	20.3	20.4	20.5	20.6	20.7	20.8	20.9	21.0	21.1	21.2	21.3	21.4	21.5	21.6	21.7	21.8	21.9	22.0	22.1	22.2	22.3	22.4	22.5	22.6	22.7	22.8	22.9	23.0	23.1	23.2	23.3	23.4	23.5	23.6	23.7	23.8	23.9	24.0	24.1	24.2	24.3	24.4	24.5	24.6	24.7	24.8	24.9	25.0	25.1	25.2	25.3	25.4	25.5	25.6	25.7	25.8	25.9	26.0	26.1	26.2	26.3	26.4	26.5	26.6	26.7	26.8	26.9	27.0	27.1	27.2	27.3	27.4	27.5	27.6	27.7	27.8	27.9	28.0	28.1	28.2	28.3	28.4	28.5	28.6	28.7	28.8	28.9	29.0	29.1	29.2	29.3	29.4	29.5	29.6	29.7	29.8	29.9	30.0	30.1	30.2	30.3	30.4	30.5	30.6	30.7	30.8	30.9	31.0	31.1	31.2	31.3	31.4	31.5	31.6	31.7	31.8	31.9	32.0	32.1	32.2	32.3	32.4	32.5	32.6	32.7	32.8	32.9	33.0	33.1	33.2	33.3	33.4	33.5	33.6	33.7	33.8	33.9	34.0	34.1	34.2	34.3	34.4	34.5	34.6	34.7	34.8	34.9	35.0	35.1	35.2	35.3	35.4	35.5	35.6	35.7	35.8	35.9	36.0	36.1	36.2	36.3	36.4	36.5	36.6	36.7	36.8	36.9	37.0	37.1	37.2	37.3	37.4	37.5	37.6	37.7	37.8	37.9	38.0	38.1	38.2	38.3	38.4	38.5	38.6	38.7	38.8	38.9	39.0	39.1	39.2	39.3	39.4	39.5	39.6	39.7	39.8	39.9	40.0	40.1	40.2	40.3	40.4	40.5	40.6	40.7	40.8	40.9	41.0	41.1	41.2	41.3	41.4	41.5	41.6	41.7	41.8	41.9	42.0	42.1	42.2	42.3	42.4	42.5	42.6	42.7	42.8	42.9	43.0	43.1	43.2	43.3	43.4	43.5	43.6	43.7	43.8	43.9	44.0	44.1	44.2	44.3	44.4	44.5	44.6	44.7	44.8	44.9	45.0	45.1	45.2	45.3	45.4	45.5	45.6	45.7	45.8	45.9	46.0	46.1	46.2	46.3	46.4	46.5	46.6	46.7	46.8	46.9	47.0	47.1	47.2	47.3	47.4	47.5	47.6	47.7	47.8	47.9	48.0	48.1	48.2	48.3	48.4	48.5	48.6	48.7	48.8	48.9	49.0	49.1	49.2	49.3	49.4	49.5	49.6	49.7	49.8	49.9	50.0	50.1	50.2	50.3	50.4	50.5	50.6	50.7	50.8	50.9	51.0	51.1	51.2	51.3	51.4	51.5	51.6	51.7	51.8	51.9	52.0	52.1	52.2	52.3	52.4	52.5	52.6	52.7	52.8	52.9	53.0	53.1	53.2	53.3	53.4	53.5	53.6	53.7	53.8	53.9	54.0	54.1	54.2	54.3	54.4	54.5	54.6	54.7	54.8	54.9	55.0	55.1	55.2	55.3	55.4	55.5	55.6	55.7	55.8	55.9	56.0	56.1	56.2	56.3	56.4	56.5	56.6	56.7	56.8	56.9	57.0	57.1	57.2	57.3	57.4	57.5	57.6	57.7	57.8	57.9	58.0	58.1	58.2	58.3	58.4	58.5	58.6	58.7	58.8	58.9	59.0	59.1	59.2	59.3	59.4	59.5	59.6	59.7	59.8	59.9	60.0	60.1	60.2	60.3	60.4	60.5	60.6	60.7	60.8	60.9	61.0	61.1	61.2	61.3	61.4	61.5	61.6	61.7	61.8	61.9	62.0	62.1	62.2	62.3	62.4	62.5	62.6	62.7	62.8	62.9	63.0	63.1	63.2	63.3	63.4	63.5	63.6	63.7	63.8	63.9	64.0	64.1	64.2	64.3	64.4	64.5	64.6	64.7	64.8	64.9	65.0	65.1	65.2	65.3	65.4	65.5	65.6	65.7	65.8	65.9	66.0	66.1	66.2	66.3	66.4	66.5	66.6	66.7	66.8	66.9	67.0	67.1	67.2	67.3	67.4	67.5	67.6	67.7	67.8	67.9	68.0	68.1	68.2	68.3	68.4	68.5	68.6	68.7	68.8	68.9	69.0	69.1	69.2	69.3	69.4	69.5	69.6	69.7	69.8	69.9	70.0	70.1	70.2	70.3	70.4	70.5	70.6	70.7	70.8	70.9	71.0	71.1	71.2	71.3	71.4	71.5	71.6	71.7	71.8	71.9	72.0	72.1	72.2	72.3	72.4	72.5	72.6	72.7	72.8	72.9	73.0	73.1	73.2	73.3	73.4	73.5	73.6	73.7	73.8	73.9	74.0	74.1	74.2	74.3	74.4	74.5	74.6	74.7	74.8	74.9	75.0	75.1	75.2	75.3	75.4	75.5	75.6	75.7	75.8	75.9	76.0	76.1	76.2	76.3	76.4	76.5	76.6	76.7	76.8	76.9	77.0	77.1	77.2	77.3	77.4	77.5	77.6	77.7	77.8	77.9	78.0	78.1	78.2	78.3	78.4	78.5	78.6	78.7	78.8	78.9	79.0	79.1	79.2	79.3	79.4	79.5	79.6	79.7	79.8	79.9	80.0	80.1	80.2	80.3	80.4	80.5	80.6	80.7	80.8	80.9	81.0	81.1	81.2	81.3	81.4	81.5	81.6	81.7	81.8	81.9	82.0	82.1	82.2	82.3	82.4	82.5	82.6	82.7	82.8	82.9	83.0	83.1	83.2	83.3	83.4	83.5	83.6	83.7	83.8	83.9	84.0	84.1	84.2	84.3	84.4	84.5	84.6	84.7	84.8	84.9	85.0	85.1	85.2	85.3	85.4	85.5	85.6	85.7	85.8	85.9	86.0	86.1	86.2	86.3	86.4	86.5	86.6	86.7	86.8	86.9	87.0	87.1	87.2	87.3	87.4	87.5	87.6	87.7	87.8	87.9	88.0	88.1	88.2	88.3	88.4	88.5	88.6	88.7	88.8	88.9	89.0	89.1	89.2	89.3	89.4	89.5	89.6	89.7	89.8	89.9	90.0	90.1	90.2	90.3	90.4	90.5	90.6	90.7	90.8	90.9	91.0	91.1	91.2	91.3	91.4	91.5	91.6	91.7	91.8	91.9	92.0	92.1	92.2	92.3	92.4	92.5	92.6	92.7	92.8	92.9	93.0	93.1	93.2	93.3	93.4	93.5	93.6	93.7	93.8	93.9	94.0	94.1	94.2	94.3	94.4	94.5	94.6	94.7	94.8	94.9	95.0	95.1	95.2	95.3	95.4	95.5	95.6	95.7	95.8	95.9	96.0	96.1	96.2	96.3	96.4	96.5	96.6	96.7	96.8	96.9	97.0	97.1	97.2	97.3	97.4	97.5	97.6	97.7	97.8	97.9	98.0	98.1	98.2	98.3	98.4	98.5	98.6	98.7	98.8	98.9	99.0	99.1	99.2	99.3	99.4	99.5	99.6	99.7	99.8	99.9	100.0	100.1	100.2	100.3	100.4	100.5	100.6	100.7	100.8	100.9	101.0	101.1	101.2	101.3	101.4	101.5	101.6	101.7	101.8	101.9	102.0	102.1	102.2	102.3	102.4	102.5	102.6	102.7	102.8	102.9	103.0	103.1	103.2	103.3	103.4	103.5	103.6	103.7	103.8	103.9	104.0	104.1	104.2	104.3	104.4	104.5	104.6	104.7	104.8	104.9	105.0	105.1	105.2	105.3	105.4	105.5	105.6	105.7	105.8	105.9	106.0	106.1	106.2	106.3	106.4	106.5	106.6	106.7	106.8	106.9	107.0	107.1	107.2	107.3	107.4	107.5	107.6	107.7	107.8	107.9	108.0	108.1	108.2	108.3	108.4	108.5	108.6	108.7	108.8	108.9	109.0	109.1	109.2	109.3	109.4	109.5	109.6	109.7	109.8	109.9	110.0	110.1	110.2	110.3	110.4	110.5	110.6	110.7	110.8	110.9	111.0	111.1	111.2	111.3	111.4	111.5	111.6	111.7	111.8	111.9	112.0	112.1	112.2	112.3	112.4	112.5	112.6	112.7	112.8	112.9	113.0	113.1	113.2	113.3	113.4	113.5	113.6	113.7	113.8	113.9	114.0	114.1	114.2	114.3	114.4	114.5	114.6	114.7	114.8	114.9	115.0	115.1	115.2	115.3	115.4	115.5	115.6	115.7	115.8	115.9	116.0	116.1	116.2	116.3	116.4	116.5	116.6	116.7	116.8	116.9	117.0	117.1	117.2	117.3	117.4	117.5	117.6	117.7	117.8	117.9	118.0	118.1	118.2	118.3	118.4	118.5	118.6	118.7	118.8	118.9	119.0	119.1	119.2	119.3	119.4	119.5	119.6	119.7	119.8	119.9	120.0	120.1	120.2	120.3	120.4	120.5	120.6	120.7	120.8	120.9	121.0	121.1	121.2	121.3	121.4	121.5	121.6	121.7	121.8	121.9	122.0	122.1	122.2	122.3	122.4	122.5	122.6	122.7	122.8	122.9	123.0	123.1	123.2	123.3	123.4	123.5	123.6	123.7	123.8	123.9	124.0	124.1	124.2	124.3	124.4	124.5	124.6	124.7	124.8	124.9	125.0	125.1	125.2	125.3	125.4	125.5	125.6	125.7	125.8	125.9	126.0	126.1	126.2	126.3	126.4	126.5	126.6	126.7	126.8	126.9	127.0	127.1	127.2	127.3	127.4	127.5	127.6	127.7	127.8	127.9	128.0	128.1	128.2	128.3	128.4	128.5	128.6	128.7	128.8	128.9	129.0	129.1	129.2	129.3	129.4	129.5	129.6	129.7	129.8	129.9	130.0	130.1	130.2	130.3	130.4	130.5	130.6	130.7	130.8	130.9	131.0	131.1	131.2	131.3	131.4	131.5	131.6	131.7	131.8	131.9	132.0	132.1	132.2	132.3	132.4	132.5	132.6	132.7	132.8	132.9	133.0	133.1	133.2	133.3	133.4	133.5	133.6	133.7	133.8	133.9	134.0	134.1	134.2	
----------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--

ANEXO 32

Matriz resumen Als Simualtor

PONDERADO TOTAL	CEROS	UNOS	PONDERADO FINAL %	CNA	%CNA	CL	%CL	ALS	SELECCIÓN FINAL
53.59	19.5	2.5	40.40	3	15.00	1	5.00	GL	REGULAR
54.36	7	32.5	36.94	2	10.00	5	25.00	PU	REGULAR
78.72	0	0	54.36	0	0.00	0	0.00	ESP	BUENO
64.10	4.5	28	42.62	1	5.00	4	20.00	PCP	REGULAR
63.46	0	13	44.78	0	0.00	2	10.00	HL	REGULAR
64.10	0	10.5	45.48	0	0.00	1	5.00	HJ	REGULAR

ANEXO 33

Reporte de resultados en word

OPERADORA		POZO	M1	ALS
FECHA		LOCACION		SIMULATOR

DATOS DE YACIMIENTO- POZO		DATOS DE PROPIEDADES DE FLUIDO	
Q (BFPD)	2000	BSW %	72.03
DEEP(FT)	9909	VISCOSIDAD CP	3.5
#POZOS	1	° API	25.6
CASING (PULG)	7	GOR (SCF/BBL)	24
INCLINACION (°)	30.69	CONTAMINANTES	SI
T (°F)	230	ARENA (PPM)	2
DOG LEG (°)	0	FLUIDOS CORROSIVOS	SI
TIPO DE COMPLETACION	SENCILLA	LOCACION	
Pwf (Psi)	2687	LOCACION	SITIOS REMOTOS
RECOBRO	PRIMARIA	ENERGIA	SERVICIO
		ESPACIO	STANDARD
RESULTADOS DE ALS SIMULATOR			

ALS	%CSF	DG	CNA	%CNA	CL	%CL	SELECCIÓN FINAL
ESP	78.72	54.36	0	0.00	0	0.00	BUENO
PCP	64.10	42.62	1	5.00	4	20.00	REGULAR
HJ	64.10	45.48	0	0.00	1	5.00	REGULAR
HL	63.46	44.78	0	0.00	2	10.00	REGULAR
PU	54.36	36.94	2	10.00	5	25.00	REGULAR
GL	53.59	40.40	3	15.00	1	5.00	REGULAR